Travaux publics Canada
Bureau des programmes
solaires

Manuel du cours de conception des systèmes solaires

Partie I - Fondements
mai 1982

Assistance et information:

J. Richard Culham
Ingénieur (Transfert
technologique)
Bureau des programmes
solaires
Immeuble Sir Charles Tupper
Promenade Riverside
Ottawa (Ontario)
K1A 0M2

(613) 998-3641

Ce document ne constitue pas une publication du ministère.
A ne pas citer comme référence ou cataloguer dans une bibliothèque.

SR83/D

Préparé pour

TRAVAUX PUBLICS CANADA

BUREAU DES PROGRAMMES SOLAIRES

par

UNIES Lld.

Ingénieurs-Conseils

1666, avenue Dublin

Winnipeg (Manitoba)

R3H OH1

MANUEL DU COURS DE CONCEPTION DES SYSTÈMES SOLAIRES

PARTIE I - FONDEMENTS

PRINCIPES

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre

1 INTRODUCTION

2 RAYONNEMENT SOLAIRE

APPENDICE 2A-1 - DONNÉES MÉTÉOROLOGIQUES MOYENNES PAR MOIS POUR 97 VILLES CANADIENNES

APPENDICE 2A-2 - $\bar{R}$ EN FONCTION DE $\bar{K}_T$

3 TRANSFERT DE CHALEUR ET ÉQUATIONS DE PERFORMANCES DES CAPTEURS SOLAIRES

4 SYSTÈMES À LIQUIDE

5 SYSTÈMES À AIR

6 COMPOSANTS DES SYSTÈMES

7 DURABILITÉ DES CAPTEURS ET DES SYSTÈMES SOLAIRES

REFERENCES TECHNIQUES

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre		Page
1	INTRODUCTION	1-1
	1.1 CONTENU DU COURS	1-1
	1.2 CLASSIFICATION DES CAPTEURS ET DES SYSTÈMES	1-2
	1.3 HISTORIQUE	1-4

1-4

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

1.1 CONTENU DU COURS

Le présent cours de conception de systèmes solaires a pour principal objectif la formation d'ingénieurs et d'autres personnes qui sont engagés dans le PAUES de Travaux publics Canada. Il est destiné aux secteurs privé et public, aux personnes qui contrôlent et administrent les projets PAUES, et aux ingénieurs concepteurs.

Le présent cours comprend deux parties. La partie I, "Fondements", couvre le rayonnement solaire, le transfert de chaleur des capteurs, une introduction à la conception des systèmes à liquide et à air, la durabilité des capteurs et les composants des systèmes. La partie II, "Sujets spécialisés", couvre la méthodologie de la conception, le choix des sites, les techniques de simulation, la démarche de la conception, l'inspection et la vérification des systèmes en fonctionnement. L'élément principal du cours "Sujets spécialisés" consiste en un atelier sur l'utilisation du F-CHART 4.0 au moyen d'un terminal informatique.

Le cours est offert en deux parties indépendantes pour tenir compte de ceux qui connaissent déjà les fondements des systèmes solaires ou qui n'ont pas le temps de le suivre en une fois.

Le cours traite de la conception des systèmes de chauffage des locaux et des chauffe-eau domestiques et industriels, mais surtout des systèmes de chauffage à eau puisqu'ils sont plus courants et constituent l'application la plus économique de l'énergie solaire au Canada.

1.2 CLASSIFICATION DES CAPTEURS ET DES SYSTÈMES

Les capteurs solaires sont soit à air, soit à liquide; ces deux grands types permettent de classer non seulement les capteurs mais aussi les systèmes. Les capteurs à air sont normalement des plaques planes vitrées; les capteurs plans à liquide sont vitrés ou non. Il existe un autre type de capteurs à liquide, celui à tube sous vide; dans ces capteurs les pertes de chaleur par convection sont éliminées au moyen d'un espace annulaire vide autour du tube absorbeur. Il existe bien d'autres types de capteurs à liquide munis de divers dispositifs de concentration, mais aucun concentrateur n'est approuvé dans le PAUES.

Il existe d'autres distinctions importantes entre les systèmes solaires à part le type de capteur comme le mode, actif ou passif, les applications de l'énergie solaire recueillie et les méthodes de protection contre le gel. Seuls des systèmes actifs peuvent être installés en vertu du PAUES; aussi, seuls ces systèmes seront-ils abordés ici. Voici les principales applications de l'énergie solaire au Canada:

1. chauffage des piscines
2. chauffage domestique ou commercial de l'eau
3. chauffage industriel de l'eau
4. préréchauffage d'appoint de l'air
5. chauffage des locaux
6. séchage des récoltes ou d'autres substances.

Il est également possible d'utiliser le solaire pour la réfrigération bien qu'il soit peu probable que ce soit rentable au Canada.

Parmi les applications ci-dessus, le séchage et le préchauffage de l'air sont mieux assurés par des systèmes à air, le chauffage des locaux, habituellement par des systèmes à air, et les trois autres applications, par des systèmes à liquide.

Les systèmes à air n'ont naturellement pas besoin d'être protégés contre le gel. Certains systèmes à liquide, en particulier les réchauffeurs de piscine, utilisent le plus simple de tous les moyens de protection contre le gel: l'arrêt et la vidange en hiver. Pour ce qui est des systèmes qui doivent fonctionner en hiver, la protection contre le gel peut être assurée par un fluide caloporteur qui ne gèle pas dans les conditions ambiantes (comme une solution de glycol ou un liquide organique) ou par une vidange automatique des capteurs lorsqu'il y a possibilité de gel. Si on utilise la dernière technique, les capteurs peuvent être "vidangés temporairement" dans un réservoir de stockage ou "vidangés définitivement". Sous certains climats, la circulation d'eau chaude stockée permet d'éviter le gel, ce qui n'est pas réalisable dans un Canada aux hivers rigoureux.

1.3 HISTORIQUE

Le principe du chauffage solaire est bien connu depuis le début du siècle et, avant l'avènement du gaz naturel à la fin des années 40, les chauffe-eau domestiques solaires

proliféraient en Floride et dans le sud de la Californie. On les a utilisé longtemps en Australie et en Israël. Les premiers travaux de recherche et de développement sur le chauffage solaire des locaux ont été faits au MIT dans les années 40 et 50, mais ce n'est que depuis la hausse en flèche du prix du pétrole au début des années 70 que l'énergie solaire a suscité un regain d'intérêt en Amérique du Nord.

Le premier système actif de chauffage solaire des locaux au Canada a été construit par Erich Hoffman, de Surrey (C.-B.). Son système comprenait un ensemble de capteurs de 37 m^2 et des réservoirs de stockage de la chaleur d'une capacité de 3 600 L, logés dans une petite pièce du sous-sol de sa résidence. Pour chauffer la maison, il suffit d'ouvrir une porte pour permettre une circulation d'air chaud.

Vers 1975, le gouvernement canadien a commencé de financer le chauffage solaire au Canada. Greg Allan a reçu pour sa maison de Gananoque une subvention de 15,000 $. Son système se compose de capteurs d'une superficie de 22 m^2 et de sacs de stockage de la chaleur remplis de paraffine d'un

poids total de 1 800 kg. Un autre projet financé par le gouvernement est celui de la résidence Meadowvale, de Mississauga (Ontario). Cette maison, d'une superficie habitable de 125 m^2, est munie d'un système à capteurs à liquide d'une superficie de 64 m^2 et d'un réservoir d'eau en béton de 22 730 L.

Les projets d'énergie solaire de cette période n'ont pas tous été financés par le gouvernement. Martin Stanley-Jones a construit à Ottawa une maison de 172 m^2, très économe d'énergie, chauffée au moyen de capteurs Sunworks de 19 m^2 et d'un réservoir d'eau de 22 700 L. Rick Symmes a, lui, construit un capteur à air enboîtable, avec stockage dans un lit de galets qui lui a coûté 1 300 $ en matériel de récupération et qui lui permettrait de répondre à 25% de ses besoins en chauffage.

Voici deux projets ambitieux de la fin des années 70, financés par le gouvernement : l'arche Alchemy près de Charlottetown et la maison Provident. Dans le premier, le système comprenait des capteurs à eau d'une superficie de 79 m^2 et un réservoir de stockage de 95 500 L pour le chauffage des locaux. Dans le deuxième, on a appliqué pour la première fois au Canada le principe du stockage annuel.

La maison Provident d'une superficie habitable de 260 m^2 est chauffée par 67 m^2 de panneaux solaires refroidis à l'eau. Un réservoir de 273 000 L, occupant tout le sous-sol, stocke l'énergie produite l'été en vue d'assurer intégralement le chauffage l'hiver.

En 1978, le gouvernement canadien est arrivé à la conclusion que les méthodes qu'il utilisait pour financer l'énergie solaire ne pouvaient pas permettre le développement d'une industrie canadienne. Par conséquent, il mit sur pied l'Administration des programmes solaires au sein du ministère des Travaux publics du Canada, qui finance le PAFES (Programme d'aide aux fabricants d'équipement solaire) et le PAUES (Programme d'achat et d'utilisation d'équipement solaire). Le PAFES, doté d'un budget de 4,1 millions de dollars, subventionne le développement de 21 nouveaux produits solaires de dix compagnies canadiennes. Le PAUES, doté d'un budget de 125 millions de dollars, a comme but d'utiliser cet équipement pour assurer le chauffage de l'eau et des locaux des édifices du gouvernement fédéral. Environ 500 projets ont été financés jusqu'en 1981, allant de simples chauffe-eau domestiques à des ensembles de capteurs de plus de 500 m^2 coûtant plus d'un quart de million de dollars.

Un autre immportant programme d'énergie solaire en cours, administré par le ministère de l'Énergie, des Mines et Ressources, est le programme de démonstration de chauffe-eau domestiques dont le but est d'en équiper environ 900 résidences.

La majeure partie des activités actuelles de l'industrie solaire canadienne découle des programmes du gouvernement fédéral et de plusieurs autres financés par les gouvernements provinciaux. Actuellement, les installations solaires privées se limitent principalement à des chauffe-eau pour piscines, qui offrent à l'acheteur une période de recouvrement raisonnablement courte compte tenu de la montée vertigineuse du prix de l'énergie.

TABLE DES MATIÈRES

CHAPITRE		PAGE
2	RAYONNEMENT SOLAIRE	
	2.1 INTRODUCTION	2-1
	2.2 NATURE DU RAYONNEMENT SOLAIRE	2-1
	2.3 REPRÉSENTATION GÉOMÉTRIQUE DU RAYONNEMENT SOLAIRE	2-7
	2.4 DISPONIBILITÉ DES DONNÉES SOLAIRES	2-16
	2.5 DISPONIBILITÉ DIRECTE ET DIFFUSE DU RAYONNEMENT MOYEN PAR MOIS	2-17

LISTE DES FIGURES

Figure		
2.2.1	DISTRIBUTION DU POUVOIR ÉMISSIF EN FONCTION DE LA LONGUEUR D'ONDE	2-4
2.2.2	DISTRIBUTION NORMALISÉE DU POUVOIR ÉMISSIF EN FONCTION DE LA LONGUEUR D'ONDE	2-5
2.2.3	SPECTRE DU RAYONNEMENT	2-6
2.3.1	ANGLE ZÉNITAL, INCLINAISON, AZIMUT DE LA SURFACE ET AZIMUT SOLAIRE POUR UNE SURFACE INCLINÉE	2-7
2.3.2	ÉQUATION DU TEMPS, E, EN MINUTES, EN FONCTION DU JOUR DE L'ANNÉE	2-9
2.3.3	ANALEMME	2-10
2.3.4	EFFET DE L'INCLINAISON DU CAPTEUR SUR L'ÉNERGIE RECUEILLIE	2-12
2.3.5	ANGLES D'INCIDENCE SUR UN CAPTEUR INCLINÉ D'UN ANGLE ÉGAL A LA LATITUDE	2-12
2.3.6	INSOLATION QUOTIDIENNE EXTRA-TERRESTRE SUR UNE SURFACE HORIZONTALE AU MILIEU DE CHAQUE MOIS	2-13
2.3.7	VARIATION QUOTIDIENNE DU RAYONNEMENT SOLAIRE	2-14
2.5.1	REPRÉSENTATION DU RAYONNEMENT DIRECT ET DU RAYONNEMENT DIFFUS	

LISTE DES TABLEAUX

Tableau

2.3.1 I_O, RAYONNEMENT EXTRA-TERRESTRE QUOTIDIEN MOYEN PAR MOIS SUR UNE SURFACE HORIZONTALE, BTU/(PI2.JOUR) 2-15

APPENDICE

2A-1 DONNÉES MÉTÉOROLOGIQUES MOYENNES PAR MOIS POUR 97 VILLES CANADIENNES 2-21

2A-2 R EN FONCTION DE K_T 2-29

RAYONNEMENT SOLAIRE

2.1 INTRODUCTION

Voici les aspects du rayonnement solaire, traités dans ce chapitre:

1. nature physique du rayonnement solaire
2. représentation géométrique du rayonnement solaire
3. disponibilité des données solaires
4. conversion des données sous la forme requise.

Ces aspects sont approfondis dans les chapitres 1, 2 et 3 de "Solar Engineering of Thermal Processes" par Duffie et Beckman (D et B). Pour plus de clarté, on employera ici leur nomenclature.

2.2 NATURE DU RAYONNEMENT SOLAIRE

Le rayonnement thermique est un rayonnement électromagnétique comme les rayons X, les radiofréquences, le rayonnement gamma, etc., et est régi par l'équation d'onde

$$C = C_o/\eta = \lambda\upsilon \qquad \text{(éq. 2.2.1)}$$

Voici les propriétés fondamentales de rayonnement d'un corps:

1. facteur d'absorption α = q(absorbé)/q(incident) (éq. 2.22)
2. facteur de réflexion ρ = q(réfléchi)/q(incident) (éq. 2.2.3)
3. facteur de transmission τ = q(transmis)/q(incident) (éq. 2.2.4)

On emploie les termes facteurs de transmission, d'absorption et de réflexion à la place de transmissivité, absorptivité et réflectivité car ils sont des propriétés d'objets plutôt que des substances qui les composent. Une vitre a un facteur de transmission fonction de son épaisseur, alors que la transmissivité est la propriété de la substance la constituant et est indépendante de l'épaisseur.

Il pourrait sembler que les expressions facteur de réflexion et réflectivité soient interchangeables puisque le phénomène qu'ils quantifient est indépendant de la géométrie interne du corps. Toutefois, la rugosité des surfaces, les revêtements d'oxyde, etc., modifient le facteur de réflexion des surfaces; par ailleurs, la réflectivité est réservée aux surfaces idéalement lisses et propres si bien qu'elle ne dépend que de la substance dont est faite la surface, alors que le facteur de réflexion s'applique à des surfaces réelles.

On dit qu'une surface est noire si elle absorbe tout le rayonnement incident, quels qu'en soient la longueur d'onde et l'angle d'incidence; ainsi, son facteur d'absorption est de 1. Un corps noir à la température absolue T émet une quantité d'énergie par unité de surface égale à

$$E_b = \sigma T^4 \qquad \text{(éq. 2.2.5)}$$

où σ est la constante de Stefan-Boltzman.

$$\sigma = 0{,}1714 \times 10^{-8} \text{ BTU/pi}^2 \text{ .h .}^{\circ}\text{R}^4$$

$$= 5{,}6697 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ .K}^4$$

Aucune surface ne peut émettre plus d'énergie par unité de surface qu'un

corps noir à la même température. Le facteur d'émission est défini comme

$$\varepsilon(T) = E(T) \,/\, E_b(T) \qquad \text{(éq. 2.2.6)}$$

Remarquer qu'il s'agit d'une fonction de la température comme les autres propriétés des rayonnements.

La loi de Kirchoff dit que $\varepsilon_\lambda(T) = \alpha_\lambda(T)$ pour toute surface. Toutefois, cela n'entraîne pas que $\varepsilon = \alpha$ pour toute la gamme des longueur d'onde à une température donnée. Il est donc possible de produire une surface sélective, avec un facteur d'absorption de 0,9 pour le rayonnement solaire (gamme de longueurs d'onde allant de 0,2 à 1,0 micron) et un facteur d'émission de 0,1 à une température de 300 K dans la gamme allant de 7 à 15 microns. La distribution de l'énergie en fonction de la longueur d'onde du rayonnement du corps noir est donnée par la formule de Planck:

$$E_{b\lambda} = \frac{2\pi C_o^2}{\lambda^5 (e^{hC_o/\lambda KT} - 1)} \qquad \text{(éq. 2.2.7)}$$

où h est la constante de Planck

k est la constante de Boltzman

$C_1 = 2\pi hC_o^2 = 3{,}7405 \times 10^{-16}\ W \cdot m^2$

$C_2 = hC_o/k = 0{,}0143879\ m \cdot K$

Cette distribution est représentée sur une échelle logarithmique pour trois températures à la figure 2.2.1.

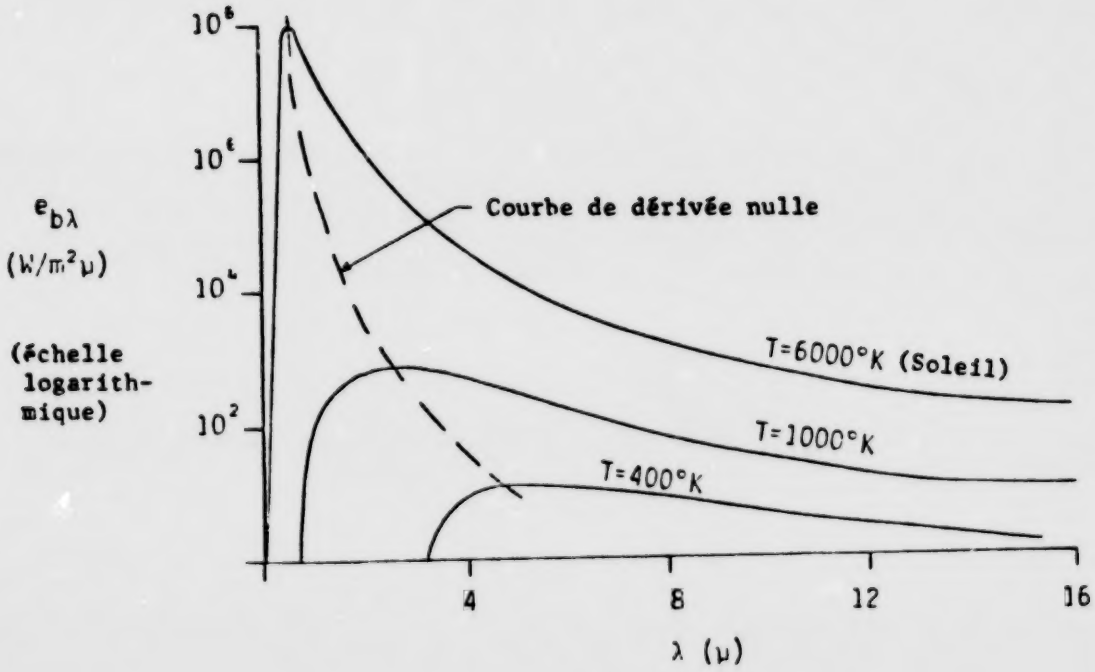


FIGURE 2.2.1

DISTRIBUTION DU POUVOIR ÉMISSIF EN FONCTION DE LA LONGUEUR D'ONDE

La loi de déplacement de Wien

$$\lambda_{max} T = 2897,8 \ \mu K \qquad \text{(éq. 2.2.8)}$$

représente la courbe de dérivée nulle, qui passe par les maxima.

On représente à la figure 2.2.2 trois courbes normalisées.

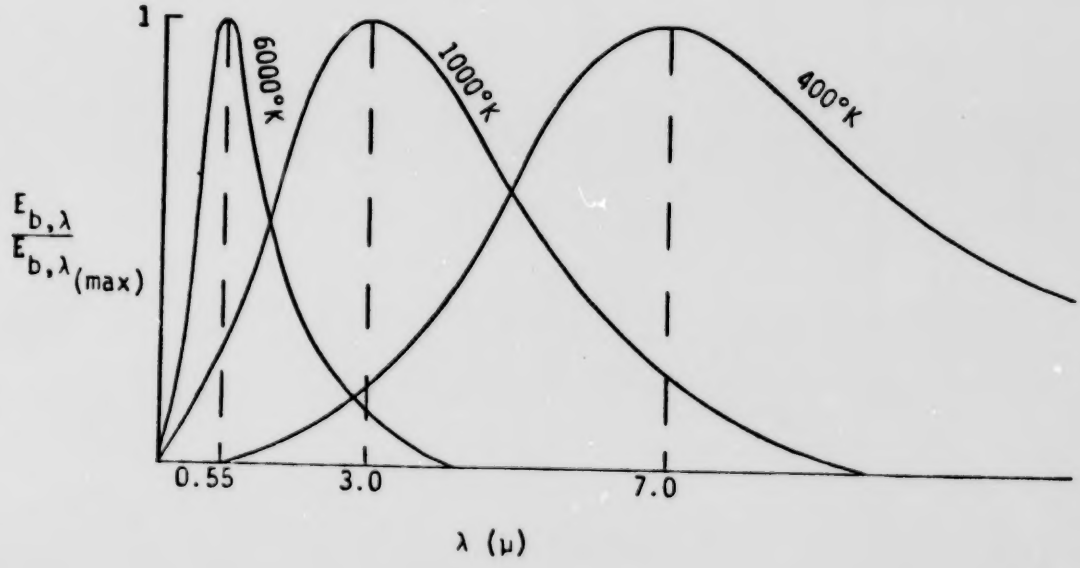
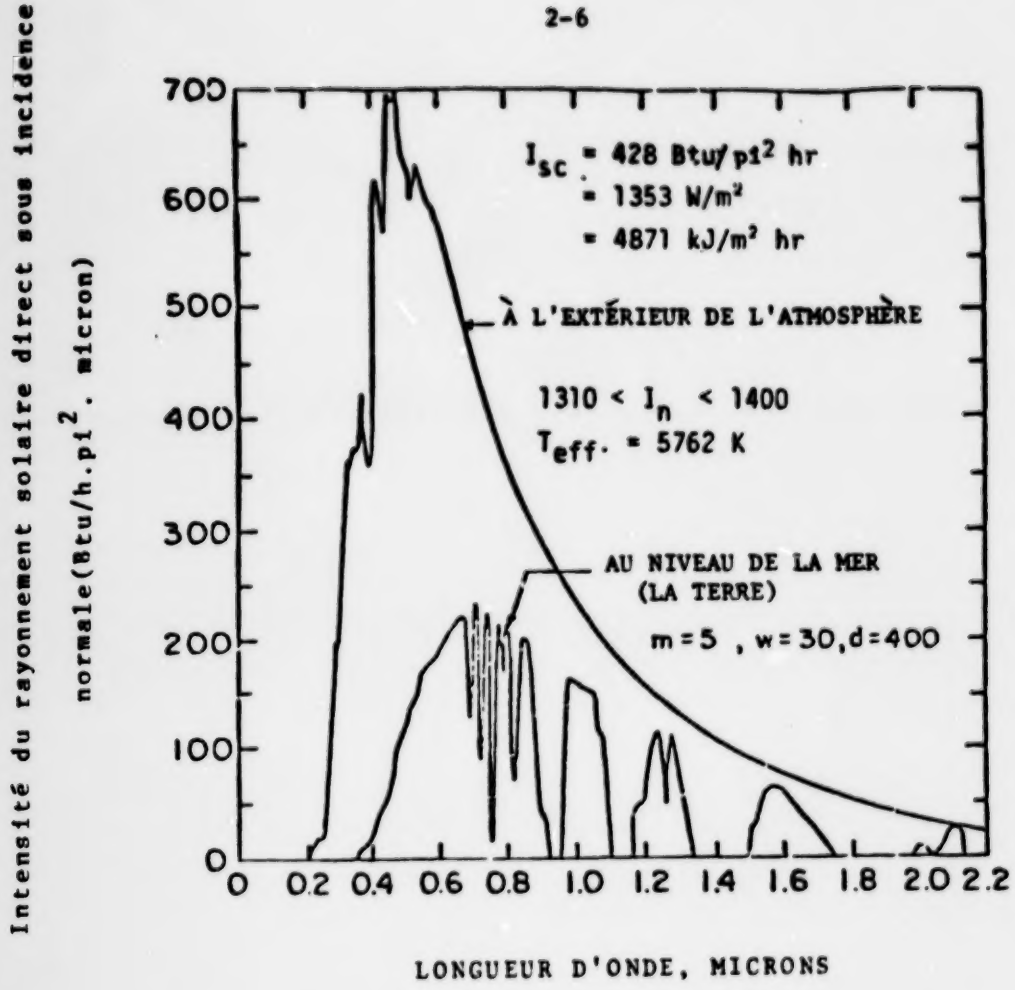


Figure 2.2.2
DISTRIBUTION NORMALISÉE DU POUVOIR ÉMISSIF EN FONCTION DE LA LONGUEUR D'ONDE

L'intégration de l'expression de $E_{b\lambda}$ en fonction de la longueur d'onde donne la surface sous ces courbes:

$$E_b = {}_0\int^{\infty} E_{b\lambda} d\lambda = \sigma T^4 \qquad \text{(éq. 2.2.9)}$$

Aucune surface réelle n'émet autant que le corps noir. Le rayonnement du soleil est proche de celui d'un corps à 5762 K, mais, comme la figure 2.2.3 le montre, ce rayonnement présente des irrégularités. Lorsque le rayonnement arrive sur la surface de la terre, son spectre a été grandement modifié par l'absorption par l'ozone, la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone et les particules de poussière.



SPECTRE DU RAYONNEMENT SOLAIRE DIRECT SOUS INCIDENCE NORMALE À LA LIMITE SUPÉRIEURE DE L'ATMOSPHÈRE ET À LA SURFACE DE LA TERRE AU NIVEAU DE LA MER, où:

$$m = \text{masse d'air} = \frac{\text{longueur de la trajectoire des rayons solaires à travers l'atmosphère}}{\text{la plus courte trajectoire des rayons solaires dans l'atmosphère}}$$

w = épaisseur de l'eau précipitable dans l'atmosphère - mm

d = particules de poussière par cm^3

m = 5 pour une élévation du soleil de 11° et une transmissivité de 0,28 environ

Figure 2.2.3 SPECTRE DU RAYONNEMENT

S'il n'y avait pas d'atmosphère, l'intensité du rayonnement solaire à la surface de la terre serait de 1353 W/m^2 avec, selon l'époque de l'année, une variation de $\pm$ 3 % qui tient à la variation de la distance entre la terre et le soleil au cours de l'année; l'intensité du rayonnement solaire varie selon la loi de l'inverse du carré de la distance. Lorsque l'on ne dispose pas de données expérimentales, il est possible d'évaluer le rayonnement par ciel clair à partir de la constante solaire, par la méthode décrite à la section 2.8 de D et B.

2.3 REPRÉSENTATION GÉOMÉTRIQUE DU RAYONNEMENT SOLAIRE

La connaissance de l'intensité du rayonnement solaire à la surface de la terre n'est pas suffisante pour calculer l'énergie incidente sur un capteur. Voici les deux raisons:

1. le capteur n'est pas normal à la direction du rayonnement, et
2. une bonne partie du rayonnement arrivant sur le capteur est du rayonnement diffus provenant du ciel et du sol.

Le problème géométrique est le plus simple des deux à résoudre, car il ne relève que de l'analyse mathématique. La figure 2.3.1 définit les symboles nécessaires à l'analyse.

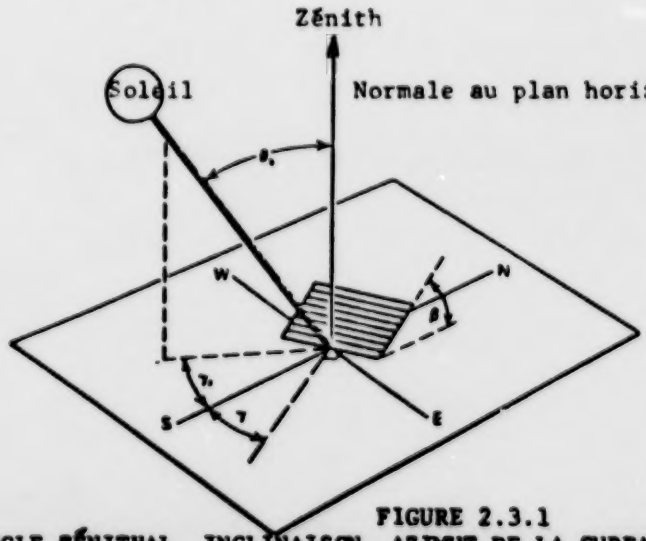


FIGURE 2.3.1
ANGLE ZÉNITHAL, INCLINAISON, AZIMUT DE LA SURFACE ET AZIMUT SOLAIRE POUR UNE SURFACE INCLINÉE

L'équation de l'angle d'incidence, Θ, du rayonnement solaire sur une surface est:

$$\begin{aligned}\cos\Theta = {} & \sin\delta \sin\phi \cos\beta \\ & - \sin\delta \cos\phi \sin\beta \cos\gamma \\ & + \cos\delta \cos\phi \cos\beta \cos\omega \\ & + \cos\delta \sin\phi \sin\beta \cos\gamma \cos\omega \\ & + \cos\delta \sin\beta \sin\gamma \sin\omega \end{aligned} \qquad \text{(éq. 2.3.1)}$$

où ϕ = latitude (N = +)

δ = déclinaison (N = +)

β = inclinaison de la surface (horizontale = 0)

γ = azimut de la surface (S = 0, W = +90°)

ω = angle horaire (11h00 = -15°,
13h00 = +15°)

La déclinaison est donnée par

$$\delta = 23{,}45^\circ \left(\sin 360\right)\left(\frac{284 + n}{365}\right) \qquad \text{(éq. 2.3.2)}$$

où n = jour de l'année

Le temps pour déterminer l'angle horaire est le temps solaire, donné par

$$\tau = \text{temps universel} + E + 4\left(L_{ST} - L_{LOC}\right)$$

où E = équation du temps

L_{ST} = longitude de référence du temps universel

L_{LOC} = longitude locale

On montre à la figure 2.3.2 l'équation du temps; elle est représentée par

$$E = 9{,}87 \sin(2B) - 7{,}53 \cos(B) - 1.5 \sin(B) \qquad \text{(éq. 2.3.3)}$$

où $B = 360\,(n-81)/364$

et n = jour de l'année.

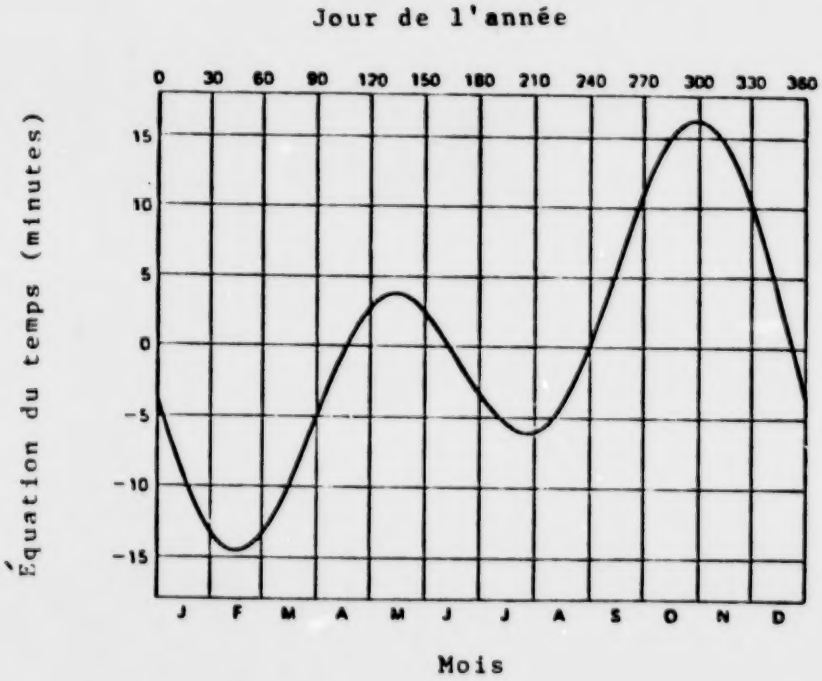
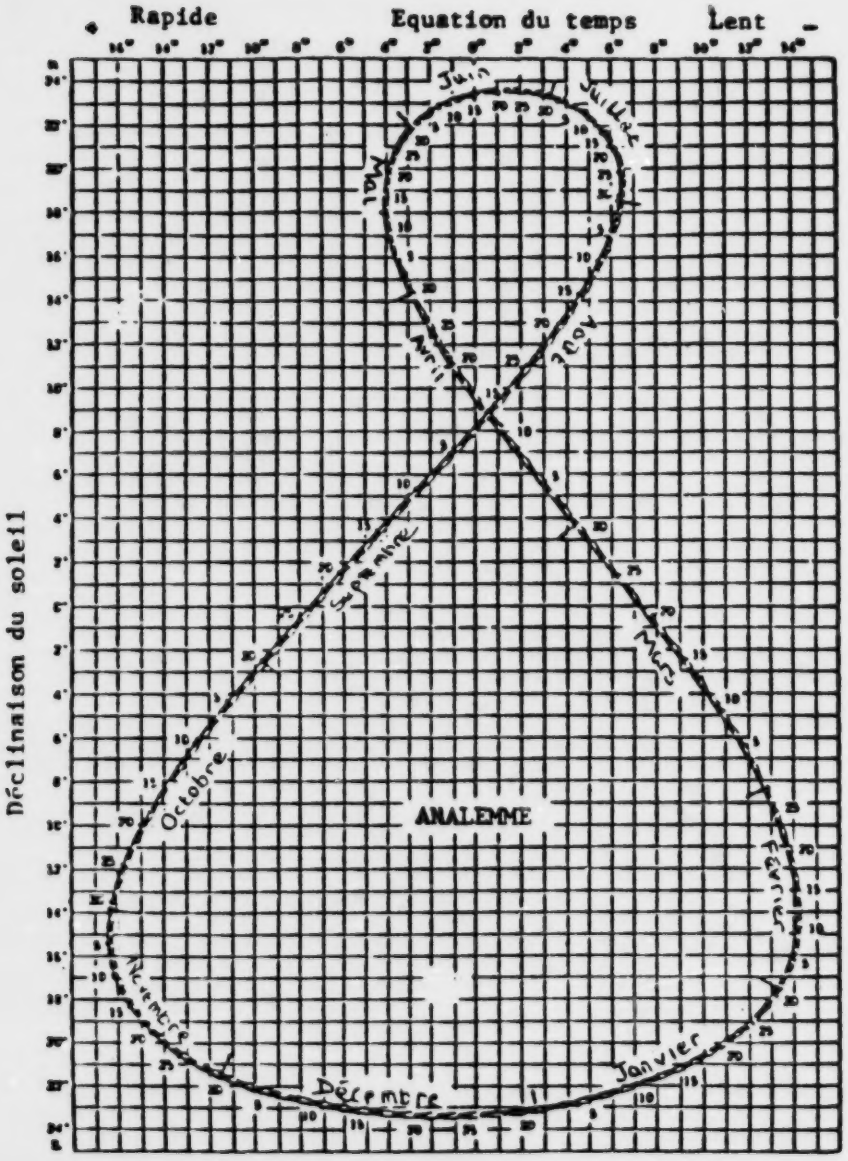


FIGURE 2.3.2 ÉQUATION DU TEMPS, E, EN MINUTES, EN FONCTION DU JOUR DE L'ANNÉE

Une autre façon de représenter l'équation du temps est le graphique connu sous le nom d'analemme. L'analemme (figure 2.3.3) peut aussi être utilisé pour déterminer la déclinaison du soleil.



Représenation graphique de l'équation du temps: l'analemme

Les valeurs de l'équation du temps se répartissent à la droite et à la gauche de la ligne médiane verticale.

FIGURE 2.3.3 ANALEMME

Les figures 2.3.4 et 2.3.5 illustrent les effets de l'inclinaison du capteur sur le flux de rayonnement intercepté.

En utilisant l'équation 2.3.5, on peut trouver le rayonnement sur une surface horizontale située en dehors de l'atmosphère terrestre pour un jour moyen de chaque mois. Les représentations graphiques se trouvent aux figures 2.3.6 et 2.3.7, et la forme numérique, au tableau 2.3.1.

L'étude de ces courbes montre de façon évidente que le pôle Nord reçoit plus de rayonnement horizontal que toute autre région du globe au milieu de l'été, même si le soleil est plus haut plus au sud. Ce phénomène soulève la question de savoir comment utiliser un capteur plan pour l'exploiter au maximum.

Le tableau 2.3.1 présentera un intérêt plus tard puisqu'il contient des données sur la façon de résoudre le problème de l'élimination du rayonnement diffus.

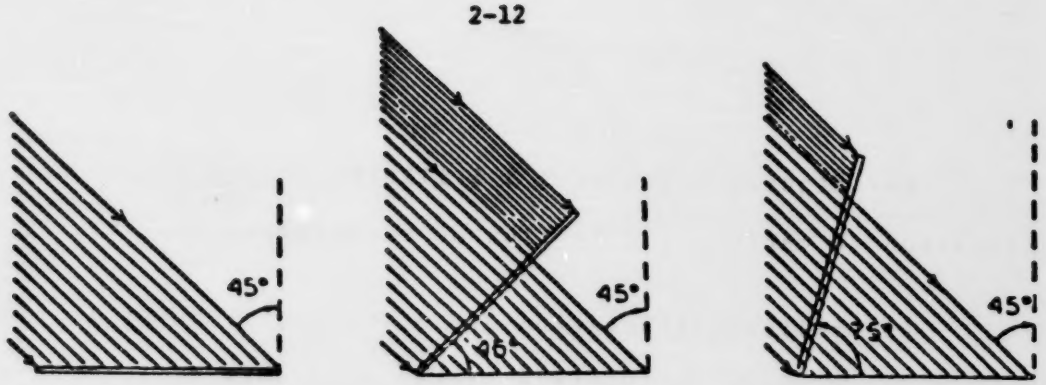
Le facteur géométrique, R_b, est le rapport du rayonnement incident sur une surface inclinée à celui sur une surface horizontale au même instant.

$$R_b = \frac{G_{bt}}{G_b} = \frac{\text{Cos } \Theta_T}{\text{Cos } \Theta z} \qquad \text{(éq. 2.3.4)}$$

En utilisant l'équation 2.3.1

$$R_b = \frac{\text{Cos } (\phi-\beta) \text{ Cos } \delta \text{ Cos } \omega - \text{Sin } (\phi+\beta) \text{ Sin } \delta}{\text{Cos } \phi \text{ Cos } \phi \text{ Cos } \omega + \text{Sin } \phi \text{ Sin } \delta}$$

(éq. 2.3.5)



(a) Capteur horizontal (b) Capteur incliné à 45° (c) Capteur incliné à 75°

Rayonnement intercepté par un capteur horizontal

Rayonnement supplémentaire intercepté par un capteur incliné

FIGURE 2.3.4

EFFET DE L'INCLINAISON DU CAPTEUR SUR L'ÉNERGIE RECUEILLIE

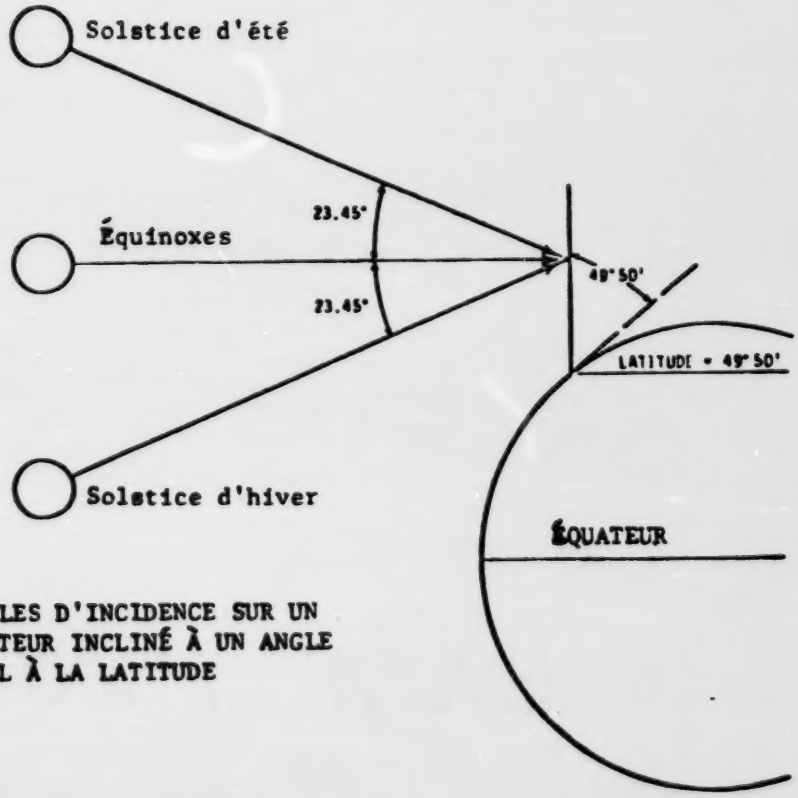
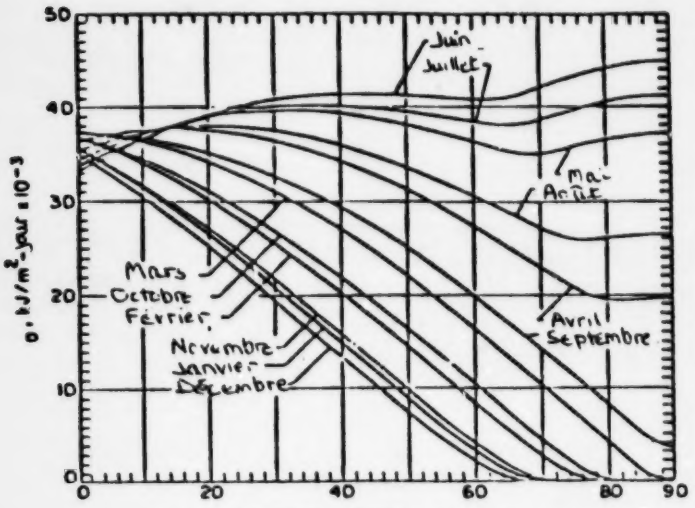
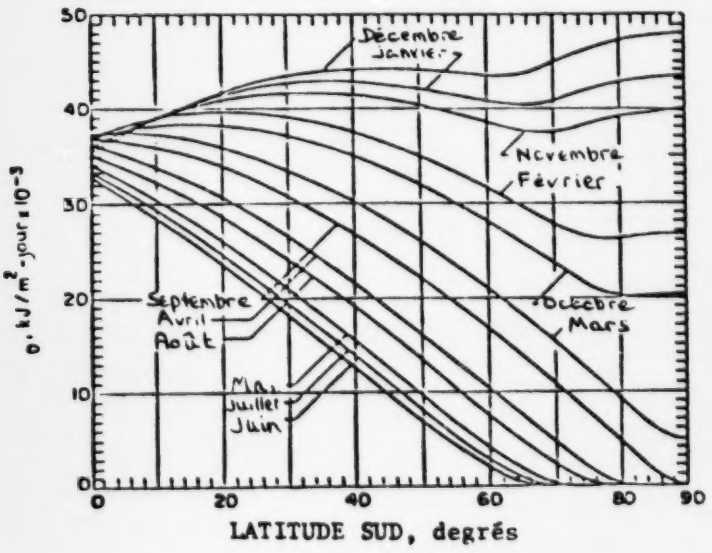


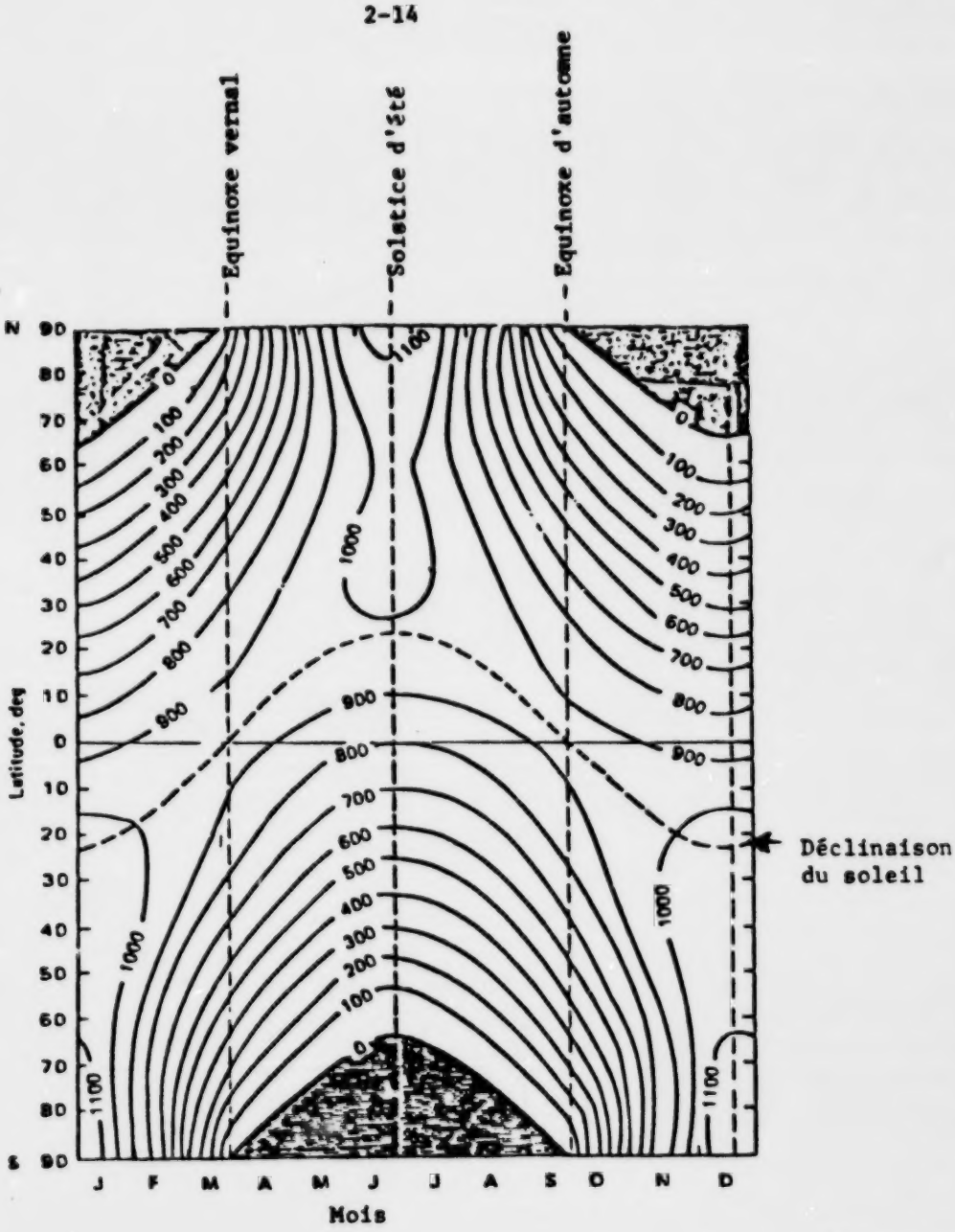
FIGURE 2.3.5 ANGLES D'INCIDENCE SUR UN CAPTEUR INCLINÉ À UN ANGLE ÉGAL À LA LATITUDE





Insolation quotidienne extra-terrestre sur une surface horizontale, au milieu de chaque mois

FIGURE 2.3.6



Variation quotidienne du rayonnement solaire à la limite supérieure de l'atmosphère en fonction de la latitude. Valeurs exprimées en langleys par jour (1 langley = 1 cal/cm^2 = 3,687 Btu/pi^2 = 11,6 W.h/m^2). D'après Kreider, J.F. et F. Kreith, "Solar Heating and Cooling", révision de la première édition, Hemisphere Publ. Corp., Washington, D.C., 1977.

FIGURE 2.3.7

Tableau 2.3.1

$\bar{I}_0$, rayonnement extra-terrestre quotidien moyen par mois sur une surface horizontale (Btu/(pi^2-jour)

Position	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
20	2349	2671	3019	3301	3421	3445	3423	3332	3106	2763	2421	2246
25	2103	2474	2891	3266	3463	3524	3485	3329	3013	2588	2152	1995
30	1851	2260	2740	3206	3482	3581	3526	3303	2877	2395	1950	1735
35	1590	2030	2570	3124	3479	3619	3546	3254	2759	2184	1698	1468
40	1324	1788	2380	3019	3454	3637	3545	3183	2600	1950	1436	1194
45	1056	1535	2172	2892	3409	3636	3523	3090	2421	1720	1174	931
50	719	1275	1948	2746	3346	3621	3489	2979	2225	1470	910	669
55	535	1011	1769	2582	3209	3596	3441	2856	2012	1212	651	422
60	299	747	1459	2403	3185	3571	3399	2709	1784	950	405	200

2.4 DISPONIBILITÉ DES DONNÉES SOLAIRES

Les données disponibles sur le rayonnement solaire les plus détaillées sont celles du Sommaire du rayonnement mensuel du Service de l'environnement atmosphérique du ministère de l'Environnement du Canada. Ce sommaire donne le rayonnement horizontal total, heure par heure, pour cinquante stations canadiennes, et, pour certaines, il donne en plus le rayonnement diffus, le rayonnement réfléchi, le rayonnement net ou l'éclairement total.

Ces mêmes données sont aussi disponibles sur bandes magnétiques pour ceux qui se servent d'un calculateur pour l'analyse heure par heure d'un système solaire. S'adresser au Centre canadien des données climatologiques, 4905 Dufferin St., Downsview (Ontario), M3H 5I4, tél. (416) 667-4026.

Pour les endroits où il n'y a pas de données solaires, il est possible d'évaluer le rayonnement par temps clair à l'aide de la méthode de D et B de la section 2.8. Remarquer aussi que les tableaux 18 à 26, commençant à la page 27.19 du 1981 ASHRAE Handbook of Fundamentals, donnent le rayonnement direct normal moyen par temps clair pour toutes les latitudes et heures. Si on utilise le rayonnement par temps clair, on peut appliquer les méthodes des sections 2.7 et 2.9 de D et B pour évaluer le rayonnement solaire moyen et obtenir une distribution statistique acceptable.

Enfin, l'Administration des programmes solaires du ministère des Travaux publics du Canada donne le rayonnement total quotidien moyen par mois sur une surface horizontale, pour 97 villes canadiennes. On présente ces données à l'appendice 2A du présent chapitre.

2.5 COMPOSANTES DIRECTE ET DIFFUSE DU RAYONNEMENT MOYEN PAR MOIS

Habituellement, les données solaires disponibles (par exempl celles de l'appendice 2A) donnent le rayonnement total. Le facteur géométrique, R_b, convertit le rayonnement direct sur une surface horizontale en rayonnement sur une surface inclinée, mais sans tenir compte de la composante diffuse. En utilisant la nomenclature de la figure 2.5.1, le rayonnement sur une surface horizontale est donné par

$$G_h = G_b \cos \theta_z + G_d \qquad \text{(éq. 2.5.1)}$$

et, sur une surface inclinée, par

$$G_t = G_b \cos \theta + G_d (1 + \cos \beta)/2 + G_h \rho_g (1 - \cos \beta)/2 \qquad \text{(éq. 2.5.2)}$$

Le coefficient $(1+\cos\beta)/2$ est le facteur de projection par rapport au ciel et $(1-\cos\beta)/2$, le facteur de projection par rapport au sol.

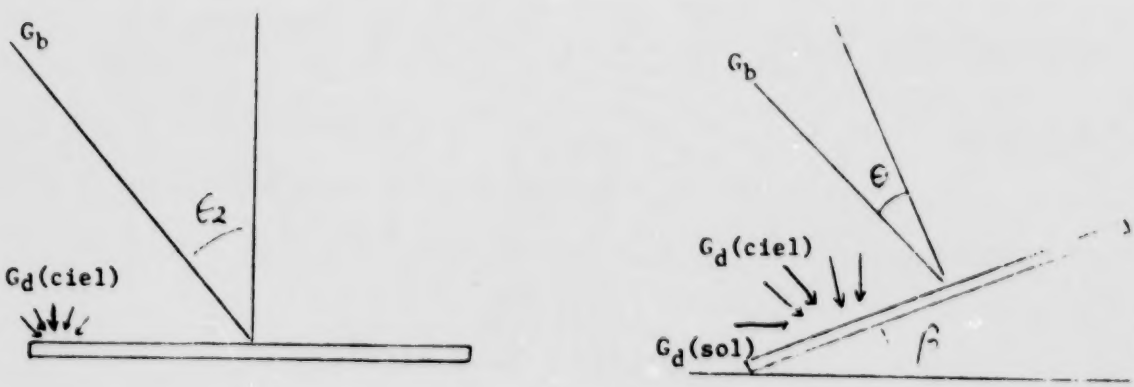


FIGURE 2.5.1

REPRÉSENTATION DU RAYONNEMENT DIRECT

ET DU RAYONNEMENT DIFFUS

Les données météorologiques renseignent sur G_h, mais non sur G_b ou G_d, si bien qu'il est impossible de résoudre ces équations si ce n'est par estimation de G_d à partir de G_h.

Il existe plusieurs méthodes pour faire cette estimation. Une de ces méthodes convient au traitement des données sur le rayonnement total quotidien moyen par mois, variable essentielle du diagramme f. Elle est basée sur l'utilisation de $\bar{R}$, le rapport du rayonnement moyen mensuel sur une surface inclinée au rayonnement moyen mensuel sur une surface horizontale. Ce rapport est fonction de $\bar{K}_T = \bar{H}/\bar{H}_o$ puisque $\bar{K}_T$ est une mesure de la diffusion dans l'atmosphère, et par conséquent, du rapport du rayonnement diffus au rayonnement direct. L'appendice 2A2 du présent chapite donne des courbes de $\bar{R}$ en fonction de $\bar{K}_T$.

Exemple 1

Trouver $\bar{H}_T$ à Winnipeg en janvier pour un capteur vertical orienté plein sud.

Solution

D'après les données météorologiques moyennes par mois de l'appendice 2A-1, $\bar{H}$ = 5 MJ/m^2.jour. Du tableau 2.3.1. $\bar{H}_o$ = 719 BTU/pi^2.jour à 50° de latitude.

$$\bar{H}_o = 719 \times 0{,}011357 = 8{,}17 \text{ MJ/m}^2\text{.jour}$$

$$\therefore \bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_o} = \frac{5}{8{,}17} = 0{,}61$$

Du graphique 2A.2 - 27 $\bar{R}$ = 2,95

Par conséquent, $\bar{H}_T = \bar{R}.H$

$= 2{,}95 \times 5$

$= 14{,}75$ MJ/m^2.jour

Exemple 2

Trouver $\bar{H}_T$ pour un capteur incliné à 45° à Vancouver en juin.

Solution

D'après les données météorologiques moyennes par mois, $\bar{H}_o$ = 22 MJ/m^2.jour. Du tableau 2.3.1., $\bar{H}_o$ = 3 621 BTU/pi^2.jour

$\therefore \bar{H}_o$ = 3 631 x 0,011357

= 41,1 MJ/m^2.jour

et $\bar{K}_T$ = 0,53

Par interpolation entre les figures 5,6,12 et 13 à l'appendice 2A.2,

$\bar{R}$ = 0,88

$\therefore \bar{H}_T = \bar{R}.\bar{H}$

= 0,88 x 22

= 19,36 MJ/m^2.jour

Problème

1. Trouver la valeur mensuelle moyenne du rayonnement solaire quotidien sur un collecteur orienté plein sud et incliné à 43° 41' à Toronto en novembre.

2. Trouver $\bar{H}_T$ à Medicine Hat en juillet pour un capteur orienté plein sud et incliné à 35°. $\bar{H}$ = 25 MJ/m^2.jour.

			JANV.	FÉV.	MARS	AVR.	MAI	JUIN	JUIL.	AOÛT	SEPT.	OCT.	NOV.	DÉC.
1	ABBOTSFORD C.-B. (LATITUDE=49.03)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	819	590	504	283	183	99	32	82	210	345	570	663
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	1.9	4.2	5.6	8.6	12.2	14.9	16.9	16.7	14.4	10.1	5.7	3.1
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	3139	6279	10804	16325	20721	22684	23042	19465	14232	7825	4019	1758
2	ARLAVIK T.N.-O. (LATITUDE=68.23)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1665	1276	1245	927	574	255	160	225	432	787	1126	1407
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-29.0	-27.0	-22.0	-13.0	0.0	10.0	14.0	11.0	4.0	-7.0	-19.0	-27.(
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	867	1926	7535	15697	20302	22060	18544	12265	6446	2344	619	25
3	ARMSTRONG ONT. (LATITUDE=50.28)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	758	580	502	302	165	68	22	26	147	343	513	654
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-6.4	-2.5	1.8	7.9	12.7	16.4	19.2	17.9	13.2	6.9	.8	-3.2
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	5107	8791	14149	18167	19674	22186	22186	18000	11846	7116	4730	3474
4	BAGOTVILLE QUÉ. (LATITUDE=48.33)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1046	893	762	485	253	100	45	74	198	382	587	921
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-15.7	-13.6	-6.7	1.9	9.1	15.2	17.8	16.5	11.6	5.8	-1.6	-11.5
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	5232	8581	14651	16953	18837	20930	19883	16744	12223	7535	4312	3854
5	BAIE COMEAU QUÉ. (LATITUDE=49.23)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	988	869	769	543	357	174	93	121	230	408	585	854
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-14.1	-13.1	-6.8	.3	6.7	12.6	15.8	15.1	10.2	5.2	-1.6	-10.3
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	4395	8246	13604	17456	18418	20177	19214	15991	11679	7825	4060	3041
6	BANFF ALB. (LATITUDE=51.18)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	906	693	675	470	327	207	114	165	268	427	653	837
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-11.2	-6.8	-3.8	2.3	7.5	11.2	14.5	13.4	9.1	4.2	-3.8	-8.(
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	4102	7535	12851	17456	20511	23023	24530	20051	14525	8665	4646	3054
7	BLUE RIVER C.-B. (LATITUDE=52.12)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	878	644	599	435	262	130	69	97	219	419	600	769
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-10.6	-4.3	-1.4	3.9	9.6	13.7	16.4	15.4	11.0	6.0	-2.4	-6.9
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	3858	7032	11721	16953	20972	23442	23023	19256	13572	7451	3642	2637
8	BRANDON MAN. (LATITUDE=49.58)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1164	934	831	653	354	86	24	46	195	382	699	997
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-18.6	-15.3	-8.7	2.6	9.9	15.7	18.9	17.7	11.7	5.6	-5.3	-13.1
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	5232	9167	14191	18125	20930	23023	23609	19758	13772	9084	4898	3897
9	CALGARY INT'L ALB. (LATITUDE=51.10)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	899	719	691	439	269	150	65	97	221	383	619	793
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-10.9	-7.4	-4.3	3.3	9.3	13.2	16.5	15.2	10.7	5.7	-2.6	-7.(
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	4312	7912	13270	17456	20511	23023	24739	20051	14651	8916	4898	3245
10	CASTLEGAR C.-B. (LATITUDE=49.33)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	677	546	477	293	144	62	9	27	115	313	482	604
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-3.9	-1.2	2.6	8.3	13.4	16.8	20.6	19.6	14.5	7.9	1.9	-1.6
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	4186	7200	12391	17163	21349	23274	25158	20930	14860	8791	4646	3054
11	CHARLO N.-B. (LATITUDE=48.00)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	899	795	695	471	285	107	31	54	172	351	530	791
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-11.7	-11.1	-5.9	.7	7.4	13.1	17.2	15.7	11.0	5.4	-.7	-8.3
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	4605	8330	13060	16200	18628	20302	19432	16577	12558	7870	4228	3642
12	CHARLOTTETOWN Î.-P.-É. (LATITUDE=46.28)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	767	714	657	470	292	126	27	37	130	290	441	672
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-4.7	-7.2	-1.2	2.3	8.6	14.1	18.4	17.9	13.9	8.6	3.3	-3.6
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	3517	6870	12907	15959	18224	20657	20453	17712	12630	8040	4974	3782
13	CHATHAM N.-B. (LATITUDE=47.03)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	848	735	643	451	266	101	24	63	148	325	502	758
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-2.9	-2.4	1.2	7.9	13.9	19.9	22.3	21.2	17.4	11.8	4.8	-1.8
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	4646	8288	12558	15697	18628	20470	19883	17163	13730	8288	4821	3893

****DONNÉES ASSOCIÉES À DES VILLES CANADIENNES UTILISÉES DANS PCHART****

			JANV.	FÉV.	MARS	AVR.	MAI	JUIN	JUIL.	AOÛT	SEPT.	OCT.	NOV.	DÉC.
14	CHIBOUGAMAU QUÉ. (LATITUDE=49.90)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1166	1016	875	582	371	162	89	123	242	440	670	1032
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-19.7	-17.8	-10.2	-1.4	6.1	12.9	15.8	14.5	9.9	3.7	-4.3	-15.2
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	4814	8539	14547	17121	18670	20846	18837	13898	11511	6698	3935	3307
15	CHURCHILL MAN. (LATITUDE=58.78)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1414	1262	1187	871	630	389	194	204	266	590	902	1234
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-27.6	-26.7	-20.3	-11.0	-2.3	6.1	12.0	11.5	5.7	-1.0	-11.9	-21.8
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	2278	5774	12277	19035	20573	22084	20779	15832	9022	6280	2264	1541
16	COMOX C.-B. (LATITUDE=49.72)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	694	598	604	383	185	93	43	51	129	276	380	648
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	2.1	3.9	4.9	7.9	12.1	15.2	17.3	16.8	13.7	9.1	5.4	3.6
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	3056	5944	10381	15823	20093	21976	22814	18418	13095	8572	3767	2302
17	CORONATION ALB. (LATITUDE=52.10)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1061	854	779	463	246	124	49	80	221	410	696	922
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-16.2	-12.2	-7.1	2.6	10.1	14.2	17.4	16.1	10.7	4.8	-5.2	-11.7
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	4186	7912	13604	18209	20846	23442	22860	19172	13814	8581	4605	3181
18	CRANBROOK C.-B. (LATITUDE=49.50)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	829	641	577	367	227	118	41	61	185	378	590	748
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-8.9	-4.7	-.6	5.9	10.7	14.3	17.8	16.8	11.9	5.8	-1.8	-6.2
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	4395	7744	13018	17372	21390	23858	25242	20972	14860	9125	5065	3265
19	CREE LAKE SASK. (LATITUDE=57.38)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1351	1092	987	581	327	128	60	117	223	536	877	1215
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-23.7	-19.5	-12.3	-1.7	6.3	12.5	16.2	14.7	8.3	2.1	-11.1	-19.5
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	2637	6405	10381	19088	22604	23274	21935	17330	10423	5860	2763	1842
20	DAUPHIN MAN. (LATITUDE=51.15)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1159	950	849	485	261	98	32	54	198	370	693	1001
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-18.6	-15.5	-9.2	2.3	9.8	15.4	18.6	17.4	11.6	4.1	-5.1	-13.9
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	4814	8791	13939	18000	20511	22437	22939	19339	12977	8305	4395	3726
21	DAWSON YUK. (LATITUDE=64.07)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1443	1152	996	593	318	127	81	166	347	659	1039	1353
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-28.6	-23.0	-14.1	-1.8	7.8	12.9	15.5	12.7	6.4	-3.2	-16.5	-25.3
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	879	2888	8791	15070	19256	21139	18921	13604	7267	3949	1214	335
22	EARLTON ONT. (LATITUDE=47.70)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1058	896	792	483	274	106	32	84	204	375	607	934
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-16.1	-13.8	-7.5	1.9	9.3	15.2	17.7	16.2	11.4	5.9	-2.2	-11.9
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	5358	8874	14651	17163	19674	22437	21349	17665	12349	7744	4060	2600
23	EDMONTON ALB. (LATITUDE=53.57)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1016	806	727	421	222	109	47	82	215	388	646	890
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-14.7	-10.5	-5.4	4.0	10.9	14.7	17.5	15.9	10.9	5.4	-4.2	-10.7
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	3735	7063	12610	17488	20937	22537	23195	18084	13066	8063	4195	2781
24	ESTEVAN SASK. (LATITUDE=49.20)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1050	854	750	423	228	84	20	37	177	385	653	911
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-15.8	-12.6	-6.3	3.9	10.9	16.0	19.9	18.8	12.5	6.6	-3.7	-11.5
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	8442	9209	14442	18377	21349	23442	24697	20428	14651	9670	5858	4184
25	FORT MACMURRAY ALB. (LATITUDE=56.65)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1237	978	880	497	279	141	69	112	271	463	795	1084
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-21.5	-16.6	-9.4	1.2	9.0	13.5	16.3	14.7	9.0	2.1	-8.4	-16.9
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	2679	6446	12139	18921	20880	23232	21976	17665	11093	6263	3181	2093

****DONNÉES ASSOCIÉES À DES VILLES CANADIENNES UTILISÉES DANS PCHART****

				JANV.	FÉV.	MARS	AVR.	MAI	JUIN	JUIL.	AOÛT	SEPT.	OCT.	NOV.	DÉC.
26	FORT NELSON C.-B. (LATITUDE=58.83)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1276	994	843	585	259	112	58	107	275	523	910	1201
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-23.2	-17.1	-9.2	1.2	9.7	14.5	16.7	14.8	8.8	1.2	-12.3	-20.7
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		1646	4725	9800	16117	19171	19899	19799	15485	10574	5268	2122	1097
27	FORT SMITH T.N.-O. (LATITUDE=60.00)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1403	1165	1010	637	306	153	79	124	310	542	897	1216
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-26.9	-22.6	-14.6	-3.2	7.1	13.1	16.1	14.3	7.7	.5	-11.8	-21.4
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		1677	4450	10397	17179	20261	21535	20419	16153	9837	4999	1667	987
28	FORT ST. JOHN C.-B. (LATITUDE=56.25)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1093	886	758	465	254	126	77	112	242	630	736	970
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-17.2	-11.9	-6.4	2.5	9.8	13.6	15.9	14.7	9.9	4.2	-4.5	-13.3
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		2553	5819	11511	16493	19800	22604	21349	17246	11651	6279	3139	1800
29	FREDERICTON N.-B. (LATITUDE=45.87)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		833	737	635	418	235	80	21	39	147	315	489	750
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-8.8	-8.1	-2.4	4.2	10.6	16.1	19.2	18.1	13.4	7.8	1.7	-6.2
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		5476	8765	12484	15483	17890	20051	19454	17389	12973	8611	4908	4087
30	FROBISHER BAY N.T.-O. (LATITUDE=63.75)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1369	1236	1254	962	660	434	312	342	467	706	912	1191
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-26.2	-25.2	-22.3	-14.0	-3.3	3.5	7.9	6.9	2.4	-4.7	-12.4	-20.3
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		884	3454	9218	17640	22201	19885	16037	13121	7479	3049	1659	996
31	GANDER INT'L T.-N. (LATITUDE=48.95)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		747	687	669	516	262	202	73	84	189	262	483	665
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-6.1	-6.3	-3.6	.8	6.3	11.4	16.5	15.8	11.8	6.3	1.9	-3.4
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		3726	6698	10884	14232	17163	18418	18209	15697	11930	7367	3809	2553
32	GOOSE BAY T.-N. (LATITUDE=53.32)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1065	914	821	594	407	214	91	118	248	456	650	942
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-16.3	-14.4	-8.4	-1.8	4.9	11.1	15.8	14.5	9.8	3.2	-3.6	-12.3
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		3545	7008	11434	15922	18124	18742	17784	14604	10173	6032	3181	2578
33	GRANDE PRAIRIE ALB. (LATITUDE=55.17)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1095	861	790	469	249	133	75	107	226	431	731	968
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-17.3	-12.4	-7.4	2.4	10.0	13.7	16.0	14.8	10.2	4.2	-4.3	-13.2
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		3684	6363	10465	16409	20428	26749	24679	21097	12809	6823	3391	2135
34	HALIFAX N.-É. (LATITUDE=44.65)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		719	659	608	431	267	119	28	37	141	280	423	643
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-3.2	-3.3	.1	4.8	9.7	14.4	18.3	18.6	15.6	10.7	5.7	-.6
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		5176	7886	12313	14728	17274	19728	19222	17957	13743	9216	5250	3764
35	INUVIK T.N.-O. (LATITUDE=68.30)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1506	1337	1320	966	584	244	147	231	458	801	1189	1391
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-29.3	-29.4	-23.8	-14.6	-.8	9.8	13.3	10.3	2.7	-7.2	-20.6	-27.1
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		208	1951	7463	15557	20345	21962	18764	12183	6563	2392	420	28
36	JASPER ALB. (LATITUDE=52.88)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		936	694	643	440	288	166	96	126	242	411	654	836
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-12.2	-6.6	-2.7	3.3	8.7	12.5	15.2	14.1	9.9	4.8	-3.8	-9.1
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		3349	6949	11721	17163	20930	23232	22856	18921	13279	7451	3935	2553
37	KAMLOOPS C.-B. (LATITUDE=50.68)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		742	543	438	272	128	41	11	20	106	298	495	642
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-6.0	-1.3	3.6	9.3	14.3	18.0	20.9	19.7	15.0	8.4	1.7	-2.6
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)		3349	6405	11511	16744	20533	23232	23316	19423	13688	7493	3977	2637

****DONNÉES ASSOCIÉES À DES VILLES CANADIENNES UTILISÉES DANS POWART****

			JANV.	FÉV.	MARS	AVR.	MAI	JUIN	JUIL.	AOÛT	SEPT.	OCT.	NOV.	DÉC.
6	FORT NELSON C.-B. (LATITUDE=58.83)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1276	994	843	505	259	112	38	107	275	523	910	1201
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-23.2	-17.1	-9.2	1.2	9.7	14.5	16.7	14.8	8.8	1.2	-12.3	-20.7
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	1666	4725	9800	16117	19171	19899	19799	15485	10574	5268	2122	1097
7	FORT SMITH T.N.-O. (LATITUDE=60.00)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1403	1145	1010	637	336	153	79	124	310	542	897	1216
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-26.9	-22.6	-14.6	-3.2	7.1	13.1	16.1	14.3	7.7	.5	-11.8	-21.4
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	1677	4650	10397	17179	20261	21535	20419	16153	9837	4999	1667	987
8	FORT ST. JOHN C.-B. (LATITUDE=56.25)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1093	846	758	465	254	126	77	112	242	430	736	970
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-17.2	-11.9	-6.4	2.5	9.8	13.6	15.9	14.7	9.9	4.2	-6.5	-13.3
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	2553	5819	11511	16493	19800	22604	21349	17246	11051	6279	3139	1800
9	FREDERICTON N.-B. (LATITUDE=45.87)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	833	737	635	418	235	80	21	39	147	315	489	750
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-8.8	-8.1	-2.4	4.2	10.6	16.1	19.2	18.1	13.4	7.8	1.7	-6.2
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	5476	8765	12484	15483	17890	20051	19654	17389	12973	8611	4988	4087
10	FROBISHER BAY N.T.-O. (LATITUDE=63.75)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1369	1236	1254	962	660	434	312	342	467	706	912	1191
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-26.2	-25.2	-22.3	-14.0	-3.3	3.5	7.9	6.9	2.4	-4.7	-12.4	-20.3
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	844	3454	9218	17640	22201	19885	16037	13121	7479	3949	1659	996
11	GANDER INT'L T.-N. (LATITUDE=48.95)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	747	687	669	516	362	202	73	84	189	362	483	645
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-4.1	-4.3	-3.6	.8	6.3	11.4	16.5	15.8	11.8	6.3	1.9	-3.4
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	3726	6698	10884	14232	17163	18418	18209	15697	11930	7367	3809	2553
12	GOOSE BAY T.-N. (LATITUDE=53.32)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1065	914	821	594	407	214	91	118	248	458	650	942
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-16.3	-14.4	-8.4	-1.8	4.9	11.1	15.8	14.5	9.8	3.2	-3.6	-12.3
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	3545	7008	11434	15922	18124	18742	17784	14604	10173	6032	3181	2578
13	GRANDE PARIRIE ALB. (LATITUDE=55.17)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1095	861	790	469	299	123	75	107	236	431	731	968
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-17.3	-12.4	-7.4	2.4	10.0	13.7	16.0	14.8	10.2	4.2	-6.3	-13.2
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	2684	6363	10465	16409	20428	26749	24679	21097	12809	6823	3391	2135
14	HALIFAX N.-É. (LATITUDE=44.65)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	719	659	608	431	267	119	28	37	141	280	423	643
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-3.2	-3.3	.1	4.8	9.7	14.4	18.3	18.6	15.6	10.7	5.7	-.6
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	5176	7886	12313	14728	17274	19728	19222	17957	13743	9216	5250	3764
15	INUVIK T.N.-O. (LATITUDE=68.30)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1506	1337	1320	966	584	244	147	231	458	801	1189	1391
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-29.3	-29.4	-23.8	-14.6	-.8	9.8	13.3	10.3	2.7	-7.2	-20.6	-27.1
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	208	1951	7463	15557	20345	21962	18764	12183	6363	2392	420	28
16	JASPER ALB. (LATITUDE=52.88)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	936	694	643	440	288	166	96	126	242	411	654	836
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-12.2	-6.6	-2.7	3.3	8.7	12.5	15.2	14.1	9.9	4.8	-3.8	-9.1
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	3349	6999	11721	17163	20930	23232	22856	18921	15279	7451	3935	2553
17	KAMLOOPS C.-B. (LATITUDE=50.68)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	742	543	458	272	128	41	11	20	106	298	495	642
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-6.0	-1.3	3.6	9.3	14.3	18.0	20.9	19.7	15.0	8.4	1.7	-2.6
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)	3349	6405	11511	16744	20553	23232	23316	19423	13688	7493	3977	2637

****DONNÉES ASSOCIÉES À DES VILLES CANADIENNES UTILISÉES DANS FCHART****

				JANV.	FÉV.	MARS.	AVR.	MAI	JUIN	JUIL.	AOÛT	SEPT.	OCT.	NOV.	DÉC.
38	KAPUSKASING ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1123	956	841	521	319	126	70	105	232	401	667	995
	(LATITUDE=49.42)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-18.2	-15.8	-9.1	.6	7.8	14.1	16.9	15.3	10.4	5.1	-4.2	-14.1
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		4646	7828	13228	16409	18209	21767	20944	16702	11763	6865	3642	3433
39	KENORA ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1109	924	776	466	259	91	27	47	196	373	678	986
	(LATITUDE=49.80)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-17.7	-14.7	-7.0	2.5	9.8	15.7	19.1	17.8	11.7	6.0	-4.6	-13.8
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		5274	9209	14442	18300	19883	22604	22939	19172	12642	8205	5023	3767
40	KINGSTON ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		704	699	598	367	202	49	6	17	100	243	427	685
	(LATITUDE=44.25)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-7.1	-7.7	-2.1	5.3	12.1	17.2	20.6	19.8	16.3	9.8	3.8	-3.2
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		5442	8372	12893	15907	20302	21767	21767	19046	14651	9418	5023	4186
41	LETHBRIDGE ALB.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		851	666	634	383	221	106	29	48	168	323	560	729
	(LATITUDE=49.70)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-9.4	-5.6	-2.4	5.3	10.9	14.9	18.8	17.6	12.7	7.6	-.7	-5.5
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		4772	8372	13686	17832	21516	23986	25493	21432	15404	10046	5651	3516
42	LONDON ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		746	668	582	342	183	48	12	22	98	251	446	670
	(LATITUDE=42.98)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-6.0	-5.6	-.7	6.6	12.3	18.2	20.5	19.7	15.7	9.9	3.1	-2.6
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		5274	8372	12558	15907	20511	22814	22604	18795	14860	10256	5274	4605
43	MANIWAKI QUÉ.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		975	841	722	426	240	87	40	67	176	346	539	860
	(LATITUDE=46.38)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-13.4	-11.8	-5.3	3.8	10.4	15.8	18.1	16.8	12.4	6.8	.1	-9.7
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		5274	8791	14442	16325	19883	22479	21265	17790	13479	8581	4646	3977
44	MEDICINE HAT ALB.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		934	739	659	361	189	79	17	34	157	324	588	793
	(LATITUDE=50.02)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-12.1	-8.1	-3.2	5.9	12.1	16.1	20.2	18.9	13.2	7.6	-1.6	-7.6
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		5023	8539	14149	17790	21265	23190	25158	20930	15488	9879	5358	3893
45	MONCTON N.-B.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		806	722	647	447	261	109	26	44	145	308	472	722
	(LATITUDE=46.10)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-8.1	-7.7	-2.8	3.6	9.6	14.9	18.6	17.5	13.2	7.8	2.3	-3.3
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		6479	7786	12223	15572	18460	19256	19925	17121	13018	9042	6437	3809
46	MONT JOLI QUÉ.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		900	798	713	487	305	129	57	77	191	363	538	797
	(LATITUDE=48.60)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-11.1	-10.2	-4.9	1.8	8.2	14.1	17.2	16.1	11.8	6.3	.1	-7.(
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		4730	8456	13604	16828	18670	20428	19674	16618	12432	7535	4186	2869
47	MONTRÉAL INTL' QUÉ.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		865	757	636	369	168	38	7	20	106	269	471	765
	(LATITUDE=45.50)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-9.9	-8.8	-2.3	5.9	12.8	18.5	21.2	19.9	15.3	9.4	2.3	-6.6
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		5337	8540	12435	16082	18818	20103	20952	17130	13170	8244	4474	3815
48	MOOSONEE ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1183	1020	928	608	392	200	106	130	264	414	674	103
	(LATITUDE=51.27)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-20.2	-18.1	-11.9	-2.3	5.4	11.8	15.5	14.4	10.0	4.7	-4.3	-15.
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		4261	8182	12734	16437	18194	20207	18438	15195	10855	6165	2372	311
49	MOUNT FOREST ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		828	735	654	406	265	91	41	61	140	299	490	705
	(LATITUDE=43.97)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-8.7	-8.7	-3.1	4.5	10.2	15.9	18.9	17.2	13.8	8.2	1.7	-4.(
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		5274	8288	12474	15907	20302	22023	22604	18837	14651	9544	5023	4064
50	MUSKOKA ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		869	763	674	401	220	80	33	51	130	304	505	77
	(LATITUDE=44.97)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-10.0	-9.0	-3.7	4.7	10.7	16.2	18.5	17.6	13.5	8.1	1.2	-4.
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		5274	8372	12767	16116	21139	22023	22604	18711	14149	9418	4814	372

****DONNÉES ASSOCIÉES À DES VILLES CANADIENNES UTILISÉES DANS FCHART****

				JANV.	FÉV.	MARS	AVR.	MAI	JUIN	JUIL.	AOÛT	SEPT.	OCT.	NOV.	DÉC.
63	REGINA SASK. (LATITUDE=50.45)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1094	914	817	441	224	97	29	46	198	394	697	959
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-17.3	-14.3	-6.3	2.3	10.6	15.3	18.9	17.9	11.6	5.3	-6.2	-12.9
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		5469	8791	14442	18418	21139	23065	24488	20093	14232	9209	5065	3767
64	RESOLUTE T.N.-O. (LATITUDE=74.68)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1567	1456	1527	1232	889	549	625	674	687	1016	1275	1452
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-32.6	-33.5	-31.3	-23.1	-10.7	-.3	4.3	2.7	-4.9	-14.7	-24.2	-28.8
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		0	635	5261	14741	22221	25039	18589	11147	5216	1270	73	0
65	REVELSTOKE C.-B. (LATITUDE=51.00)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		742	561	800	223	163	68	21	26	120	344	516	669
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-7.4	-3.0	.6	6.3	12.6	15.8	18.6	17.3	12.9	6.8	1.1	-2.7
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3767	7032	11846	17163	21139	23358	23902	19883	14149	7953	4395	3358
66	RIVIERE AU REN QUÉ. (LATITUDE=49.02)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		849	708	717	523	351	160	77	92	201	371	520	738
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-9.6	-9.7	-5.4	-.1	6.3	12.2	14.4	13.7	11.5	6.4	.7	-6.3
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3935	5358	10381	15697	17832	18414	18837	15697	11637	7225	3809	3014
67	RIVIÈRE-DU-LOUP QUÉ. (LATITUDE=47.80)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		936	826	726	491	294	120	51	84	196	374	555	831
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-12.3	-11.6	-5.6	1.2	8.4	14.0	17.2	15.7	11.5	5.9	-.7	-8.8
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3023	6423	13939	16786	18837	20804	19800	16744	12558	7870	4479	3935
68	SAINT JOHN N.-B. (LATITUDE=45.27)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		790	721	640	447	286	135	69	62	162	313	464	702
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-7.1	-6.6	-1.4	4.1	9.6	13.7	17.1	17.2	14.0	8.9	3.1	-4.3
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		5274	8581	12893	15697	18620	20721	19883	19418	14442	8539	5023	4395
69	SASKATOON SASK. (LATITUDE=52.23)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1139	936	829	445	233	97	30	54	204	402	714	994
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-18.7	-15.1	-8.7	3.3	10.6	15.4	18.8	17.4	11.3	5.0	-5.8	-14.0
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		4186	8121	13479	17121	20946	22353	23525	18963	13521	8288	4312	3056
70	SCHEFFERVILLE QUÉ. (LATITUDE=54.80)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1261	1106	1016	750	529	287	172	227	372	588	803	1118
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-22.7	-21.2	-14.8	-4.9	.9	8.5	12.6	10.8	5.6	-.9	-8.7	-18.1
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3139	7032	12935	17163	17790	18921	16618	14525	9544	5609	3098	2302
71	SEPT-ÎLES QUÉ. (LATITUDE=50.22)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		989	867	767	549	382	194	95	122	252	436	607	875
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-13.9	-12.7	-6.7	-.3	5.7	11.6	15.1	14.2	9.6	4.0	-2.2	-10.4
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		4569	8177	12174	15061	18254	21500	18500	16477	11248	7453	4081	3097
72	SHERBROOKE QUÉ. (LATITUDE=45.50)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		917	811	694	434	246	100	47	75	179	343	528	814
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-11.6	-10.7	-4.3	2.6	10.3	15.3	17.8	16.5	12.4	7.0	.6	-8.4
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		4814	8581	13395	15697	19256	21767	21139	17790	14222	8791	4939	4395
73	SIMCO ONT. (LATITUDE=43.85)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		718	644	563	331	185	69	30	20	93	243	430	644
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-4.2	-4.1	-.3	6.7	12.3	18.1	20.3	19.4	15.8	9.9	3.9	-3.1
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3358	8372	12558	15697	20093	23023	21976	19046	15488	10046	5316	4228
74	ST JOHN'S T.-N. (LATITUDE=47.37)	D-J (BASÉS SUR 18°C)		674	629	634	507	387	229	98	91	184	337	435	599
		TEMP. AMB. MOY. (°C)		-3.8	-4.2	-2.4	1.1	5.5	10.4	15.3	15.4	11.9	7.1	2.5	-1.3
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		6204	7096	10485	13427	16529	19332	20209	15785	13045	6865	4046	2984

****DONNÉES ASSOCIÉES À DES VILLES CANADIENNES UTILISÉES DANS PCHART****

				JANV.	FÉV.	MARS	AVR.	MAI	JUIN	JUIL.	AOÛT	SEPT.	OCT.	NOV.	DÉC.
75	STEPHENVILLE T.-N.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		707	674	646	490	346	197	75	67	172	328	447	634
	(LATITUDE=48.53)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-4.8	-5.8	-2.8	1.7	6.8	11.5	15.9	16.2	12.3	7.4	3.1	-2.2
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3851	7242	11511	13604	17581	19046	18628	16032	12139	7577	3767	2930
76	SUDBURY ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		982	860	752	652	255	87	33	99	176	348	572	871
	(LATITUDE=46.48)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-13.4	-12.1	-6.0	3.1	10.1	14.3	18.9	17.5	12.7	7.1	-.9	-9.8
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3400	8707	14232	16744	20511	23358	22521	18837	13060	8414	4395	3767
77	SWIFT CURRENT SASK.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		991	809	742	629	242	110	33	54	194	370	648	860
	(LATITUDE=50.33)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-13.9	-10.6	-5.9	3.7	10.3	14.8	18.7	17.7	11.8	6.1	-3.7	-9.7
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3072	8765	14329	18115	21514	22935	24438	20206	14364	9441	5279	3832
78	SYDNEY N.-É.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		696	664	633	475	320	158	41	41	130	283	413	605
	(LATITUDE=46.17)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-4.4	-5.5	-2.4	2.2	7.7	13.0	17.9	17.8	13.9	8.9	4.2	-1.5
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		6186	7577	11721	14232	18628	20093	19883	16953	13395	8163	4144	3349
79	TERRACE C.-B.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		734	536	504	369	244	130	77	90	184	365	534	663
	(LATITUDE=54.52)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-5.7	-.9	1.8	5.7	10.2	14.0	16.2	15.6	11.9	6.3	.2	-3.4
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		2470	5191	10256	14442	18418	19256	17749	14609	9418	6939	2512	1991
80	THE PAS MAN.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1253	1026	913	554	322	130	40	74	237	439	766	1098
	(LATITUDE=53.82)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-22.4	-18.3	-11.4	-.4	7.7	14.0	17.9	16.3	10.2	3.8	-7.5	-17.4
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3303	6892	12669	18392	20345	20516	20705	16714	11292	6513	3224	2459
81	THOMPSON MAN.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1381	1136	993	619	288	178	97	137	329	573	874	1225
	(LATITUDE=55.80)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-26.2	-21.5	-13.6	-2.7	5.7	12.3	15.3	14.0	6.6	-.3	-11.2	-21.5
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		2474	7325	13186	19088	21893	22395	21976	15697	10465	6070	3265	2177
82	THUNDER BAY ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1017	877	749	469	201	131	47	71	204	371	616	893
	(LATITUDE=48.37)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-14.8	-13.0	-6.2	2.4	8.3	13.8	17.5	16.5	11.3	6.1	-2.5	-10.8
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3358	9209	14442	18000	19883	22604	23232	18711	12893	8163	5065	3851
83	TIMMINS ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		1090	944	824	502	299	124	63	98	225	396	647	977
	(LATITUDE=48.47)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-16.9	-14.8	-8.6	1.3	8.7	14.7	17.4	15.7	10.9	5.4	-3.5	-13.1
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3232	8581	14442	17246	19465	22270	21349	17581	12014	7325	3935	3474
84	TORONTO INT'L ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		755	671	587	348	187	48	10	19	98	254	438	667
	(LATITUDE=43.68)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-4.3	-5.8	-.9	6.4	12.2	18.2	20.7	20.0	15.7	9.8	3.4	-3.5
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3216	8067	12044	16109	19801	21851	21894	18754	13930	9347	4748	3864
85	TRENTON ONT.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		784	683	585	345	177	42	7	17	97	255	437	687
	(LATITUDE=44.10)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-7.2	-6.2	-.8	6.6	12.4	18.2	21.8	20.1	15.7	9.8	3.4	-4.3
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		3358	8372	12600	15697	16116	23023	21976	19046	14693	9418	5169	4270
86	TRURO N.-É.	D-J (BASÉS SUR 18°C)		764	697	636	446	287	139	38	58	161	313	443	678
	(LATITUDE=45.43)	TEMP. AMB. MOY. (°C)		-6.9	-6.3	-2.3	3.2	8.7	13.3	17.6	16.7	12.6	7.8	3.3	-3.3
		RAD. SOL. (KJ/m²/jour)		4646	8163	12349	15111	18795	20930	20721	17874	14149	8623	4730	3935

****DONNÉES ASSOCIÉES À DES VILLES CANADIENNES UTILISÉES DANS FCHART****

			JANV.	FÉV.	MARS	AVR.	MAI	JUIN	JUIL.	AOÛT	SEPT.	OCT.	NOV.	DÉC.
7	VAL D'OR QUÉ. (LATITUDE=48.05)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1079	931	827	806	504	321	66	97	219	399	633	964
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-16.7	-14.4	-8.3	1.3	8.4	14.6	17.1	15.6	10.8	4.9	-2.9	-12.7
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	8274	8539	14860	17037	19297	21976	20511	17246	12223	7619	4144	3642
8	VANCOUVER INT' C.-B. (LATITUDE=49.28)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	484	383	377	272	174	65	35	49	114	245	358	490
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	2.4	4.4	5.8	8.9	12.4	15.3	17.4	17.1	14.2	10.1	6.1	3.8
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	2881	5614	9956	15110	20321	21814	22942	18707	13452	7243	3576	2279
9	VICTORIA INT'L C.-B. (LATITUDE=48.65)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	467	375	378	282	191	108	61	65	122	267	353	427
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	2.9	4.7	5.8	8.6	11.9	14.5	16.4	16.1	13.9	10.0	6.2	4.2
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	3139	6279	10507	16744	21014	23023	23023	19046	14451	7325	4228	2995
0	WHITEHORSE YUK. (LATITUDE=60.75)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1143	881	798	543	338	171	125	176	307	537	812	1048
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-18.9	-13.2	-7.7	-.1	7.1	12.4	14.1	12.3	7.8	.7	-9.0	-15.8
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	1301	4005	9369	15405	19882	21269	19035	14729	9821	4293	1662	737
1	WIARTON ONT. (LATITUDE=44.75)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	765	702	654	392	243	89	29	35	122	264	451	666
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-4.6	-4.8	-3.0	4.9	10.3	15.8	18.7	18.4	14.6	9.6	2.9	-3.4
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	3149	6288	12474	16325	21139	23232	22814	19046	14232	9209	4730	3767
2	WILLIAMS LAKE C.-B. (LATITUDE=52.13)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	873	645	601	410	257	146	86	106	224	408	607	772
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-10.2	-4.9	-4.1	4.3	9.6	13.3	15.7	14.9	10.8	5.1	-2.2	-6.8
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	3433	6321	11428	15949	19883	22437	21976	18293	12938	6698	3558	2944
3	WINDSOR ONT. (LATITUDE=42.33)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	691	606	520	295	141	29	3	8	64	204	411	618
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-4.3	-3.4	1.2	8.2	14.0	19.9	22.3	21.3	17.4	11.6	4.3	-2.0
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	5191	8163	12949	15907	20302	22814	22604	19256	15697	10674	5358	4605
4	WINNIPEG INT'L MAN. (LATITUDE=49.90)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1126	953	810	441	226	76	21	38	175	356	674	983
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-18.3	-15.7	-8.1	3.3	10.6	16.5	19.7	18.7	12.6	6.6	-4.4	-13.7
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	3234	9070	14076	17574	20964	22696	22985	19145	13392	8238	4605	3817
5	YARMOUTH N.-É. (LATITUDE=43.83)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	641	592	551	401	270	141	55	55	126	252	376	564
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-2.7	-2.9	.2	4.6	9.3	13.3	16.4	16.4	13.9	9.8	5.4	-.2
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	5358	8791	12977	15279	18628	20721	20721	18670	14986	8874	5400	4605
6	YELLOWKNIFE T.N.-O. (LATITUDE=62.47)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1445	1235	1138	777	495	178	76	126	333	596	967	1287
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-28.6	-25.7	-18.6	-7.0	4.0	12.2	14.0	14.1	6.8	-1.2	-14.2	-23.8
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	1005	3935	9963	18209	23860	23232	20428	15697	8372	4060	1256	753
7	YORKTON SASK. (LATITUDE=51.18)	D-J (BASÉS SUR 18°C)	1163	952	853	480	256	102	34	58	211	480	722	1008
		TEMP. AMB. MOY. (°C)	-19.0	-15.7	-9.6	2.1	9.9	15.1	18.5	17.2	11.1	5.1	-4.0	-14.4
		RAD. SOL. (EJ/m²/jour)	4772	9209	13814	18418	20511	22604	22525	19465	13395	8081	4521	3391

APPENDICE 2A-2

$\bar{R}$ FONCTION DE $\bar{K}_T$

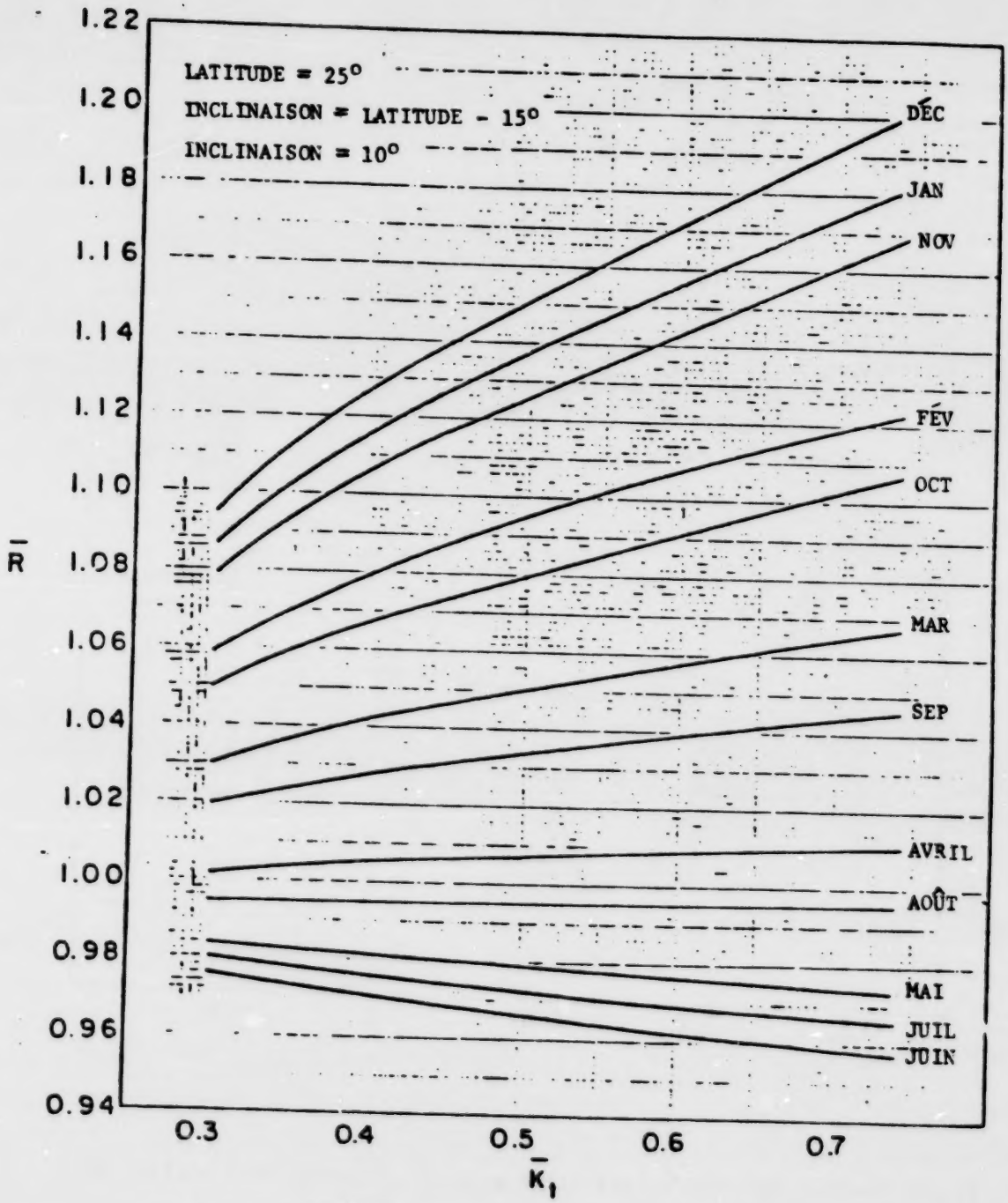


Figure 2A-2-1. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 25°, inclinaison 10°

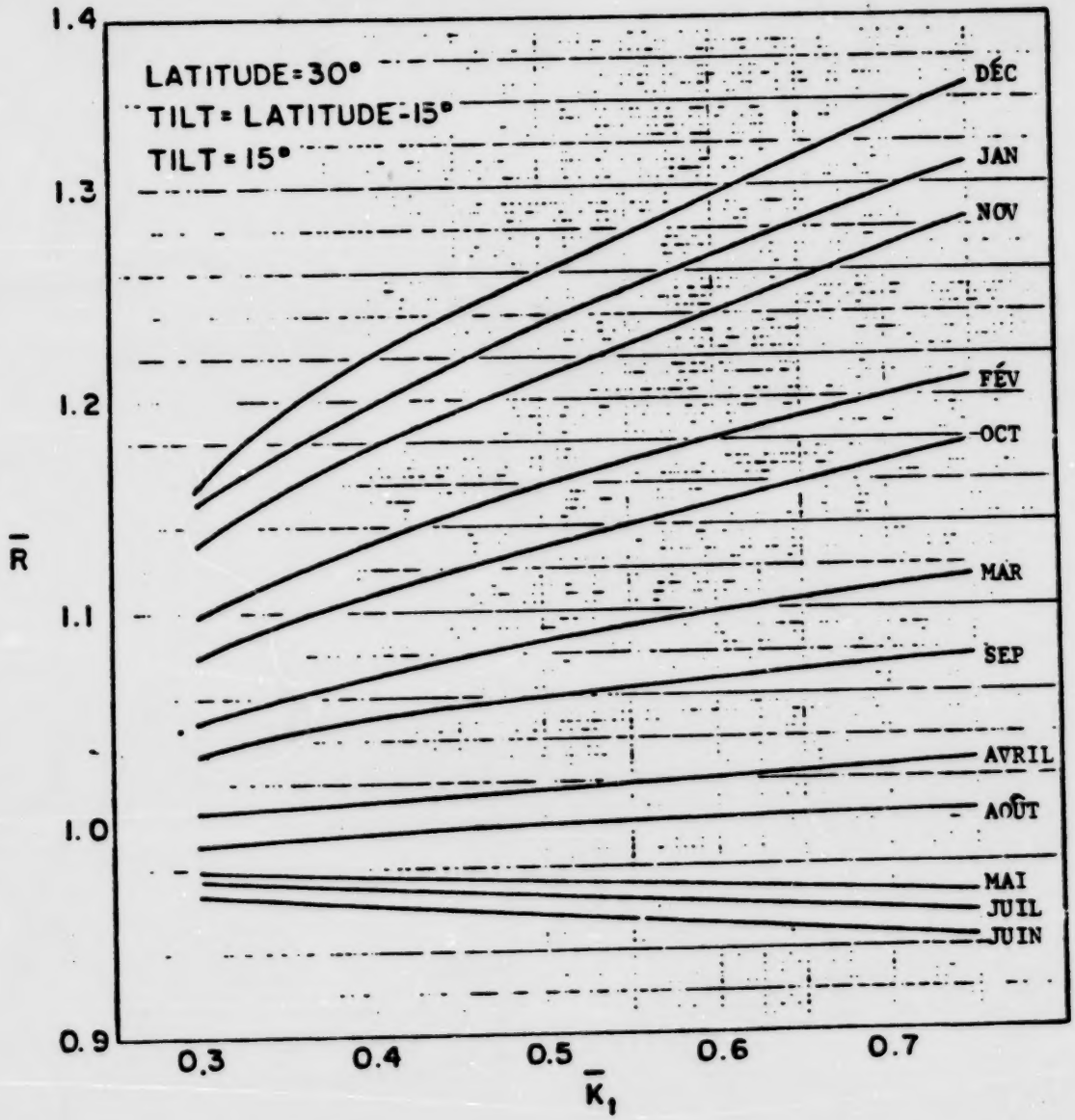


Figure 2A-2-2. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 30°, inclinaison 15°.

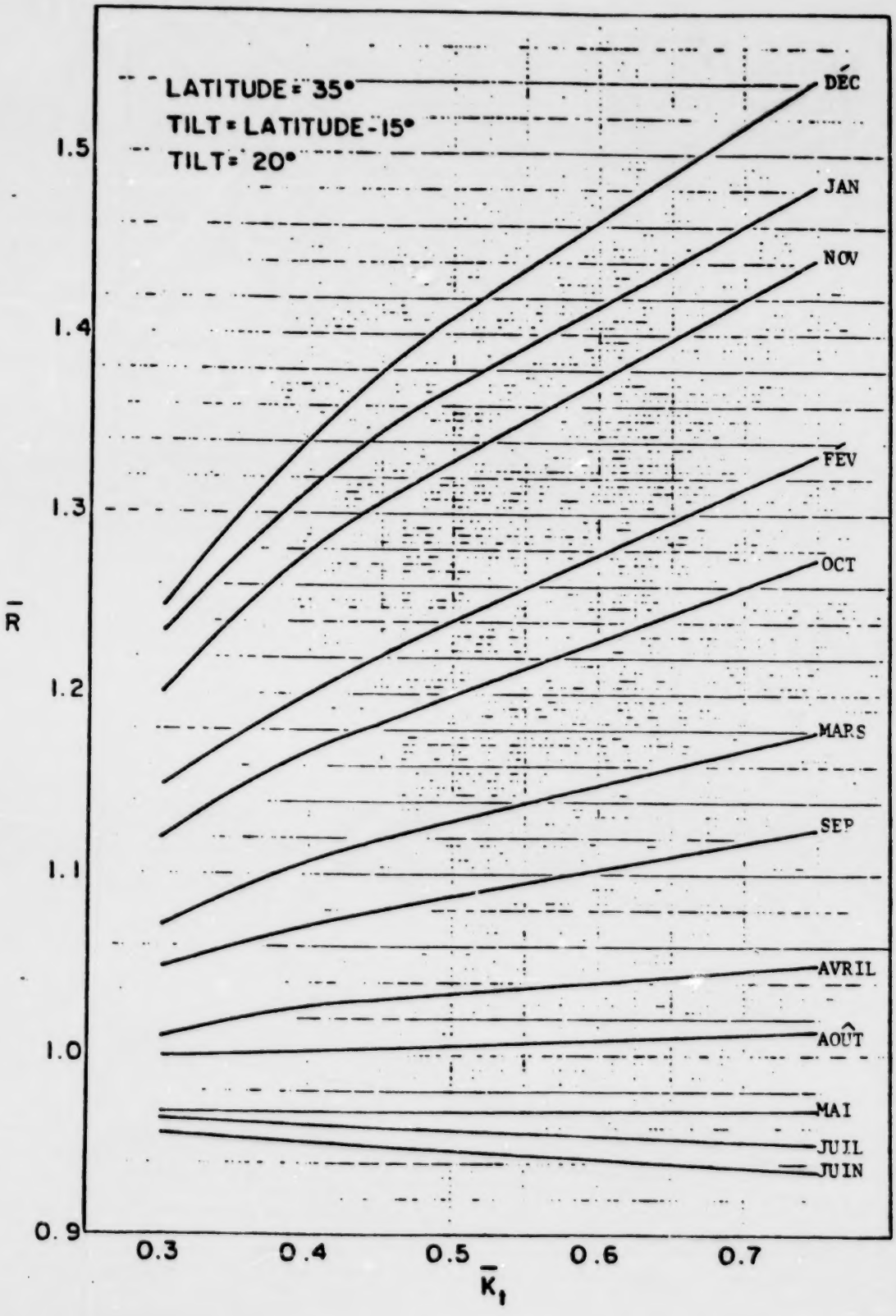


Figure 2A-2-3. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison.

Latitude 35°, inclinaison 20°.

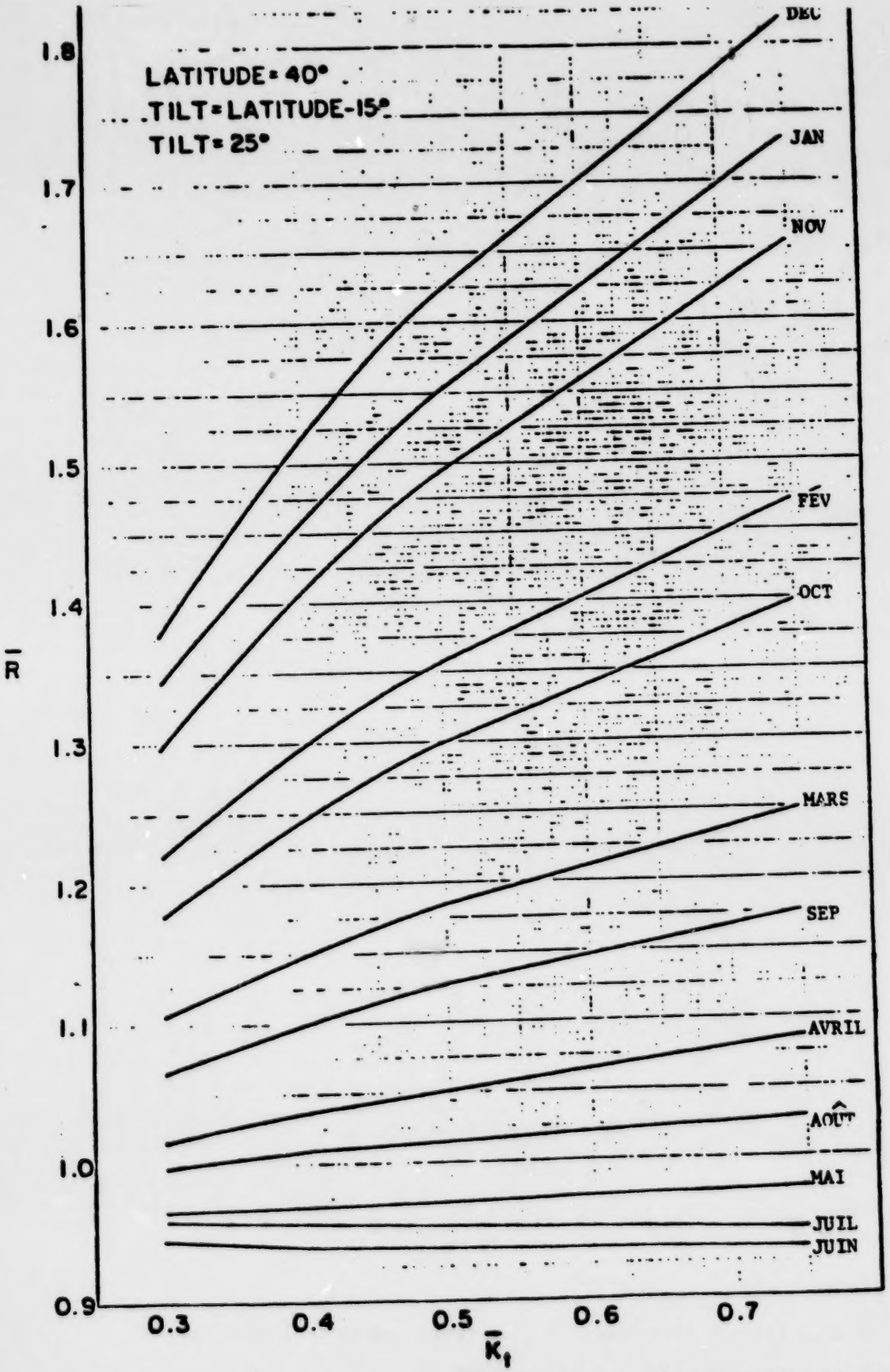


Figure 2A-2-4. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison.

Latitude 40°, inclinaison 25°.

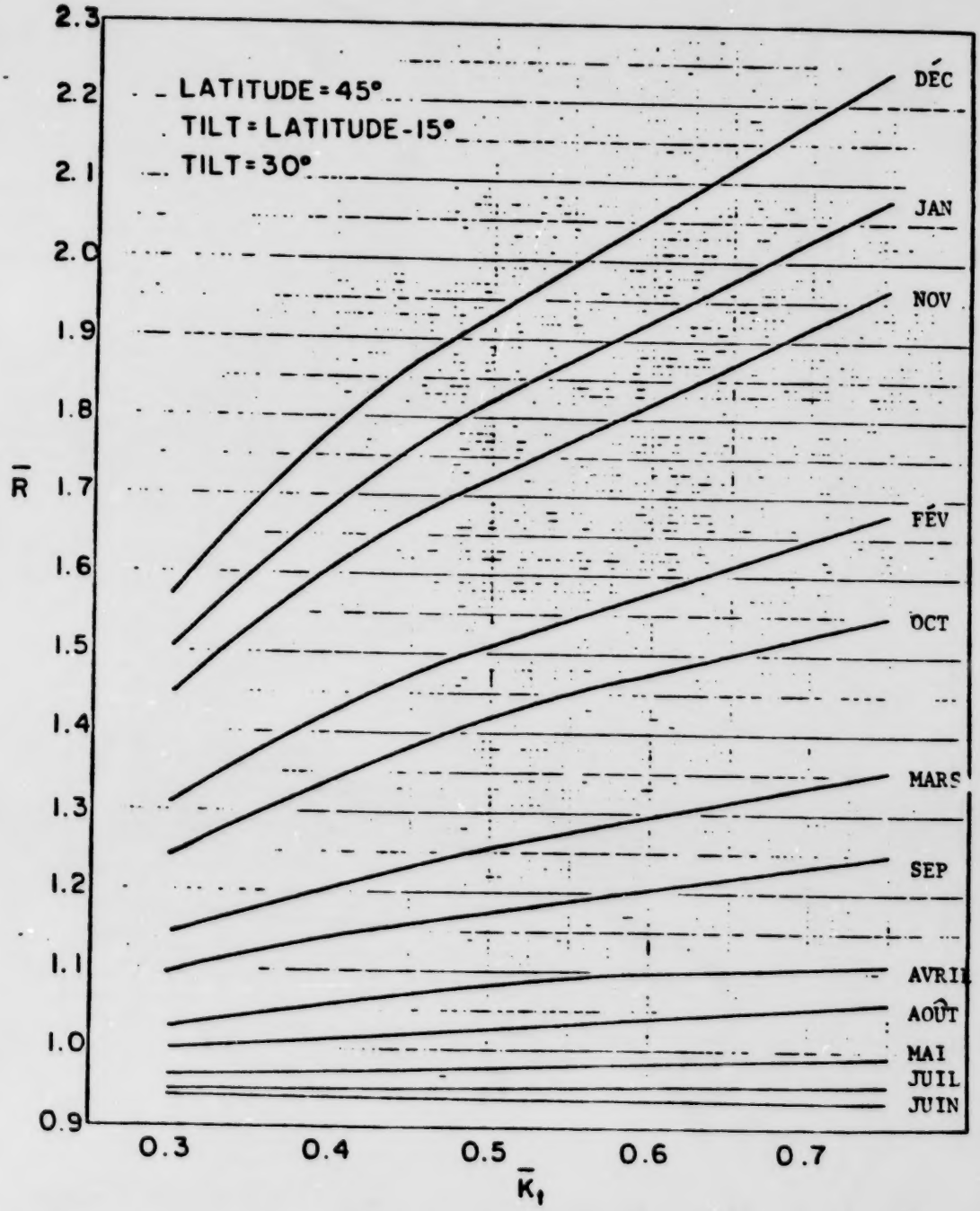


Figure 2A-2-5. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 45°, inclinaison 30°.

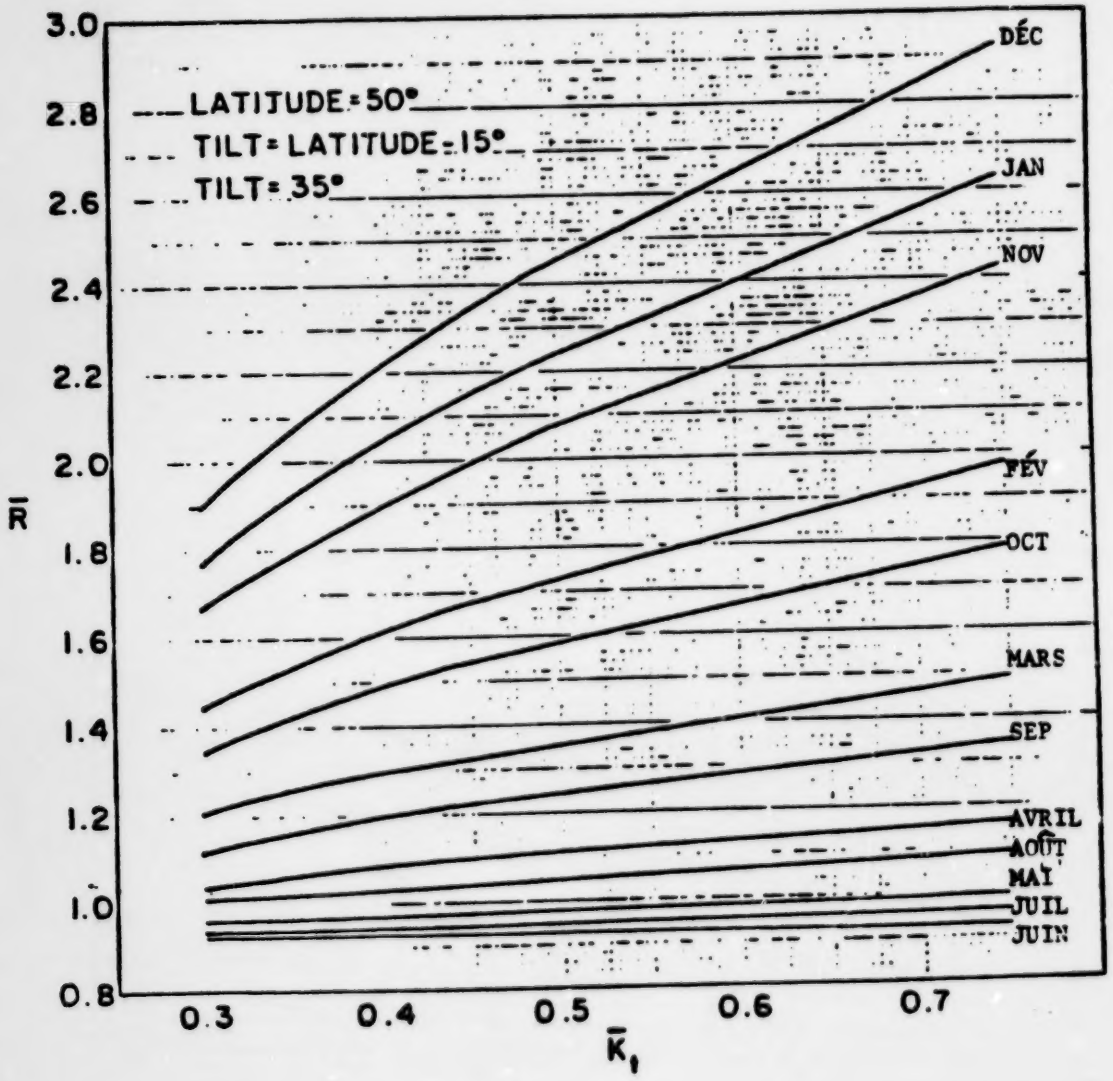


Figure 2A-2-6. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 50°, inclinaison 35°.

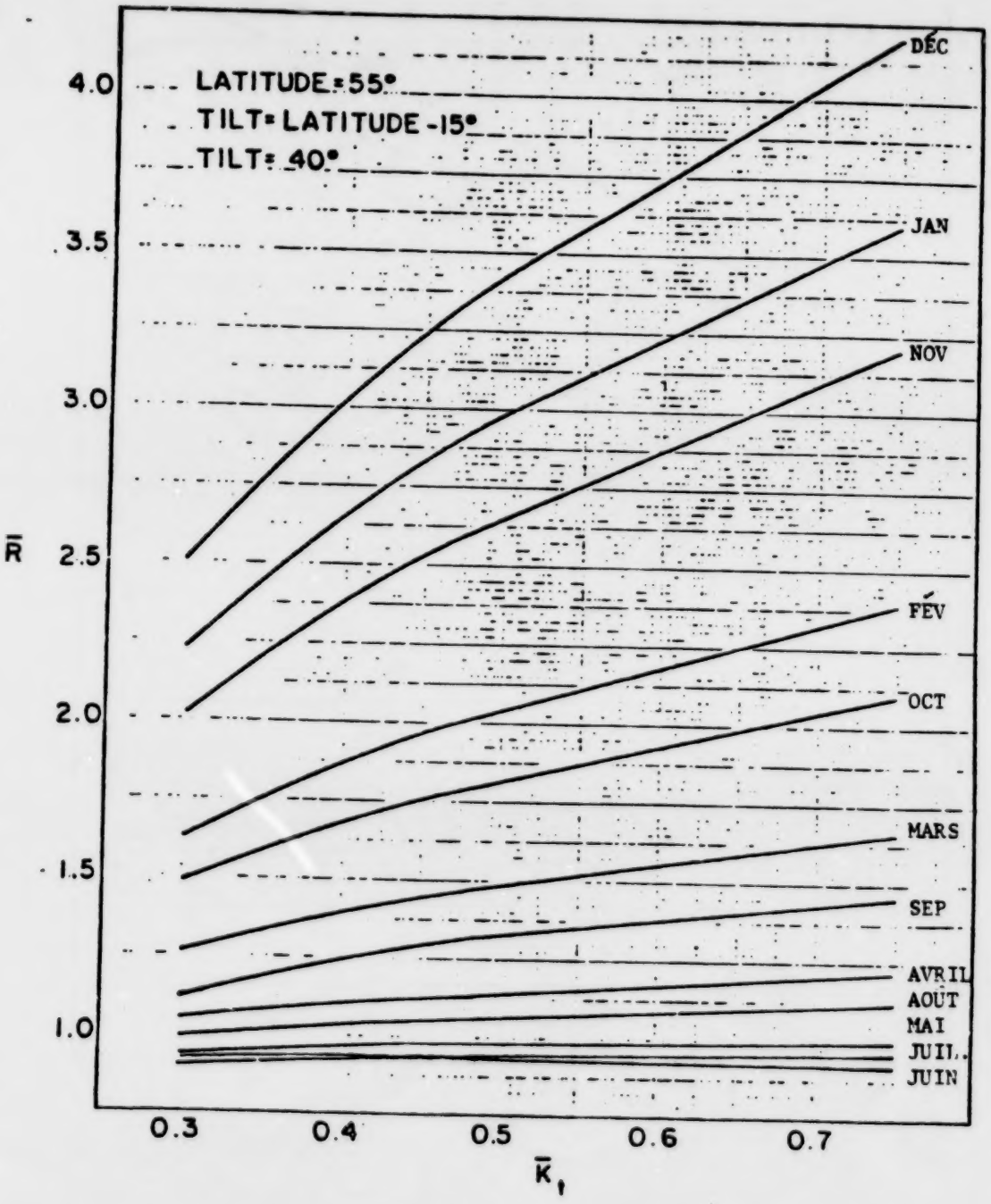


Figure 2A-2-7. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 55°, inclinaison 40°.

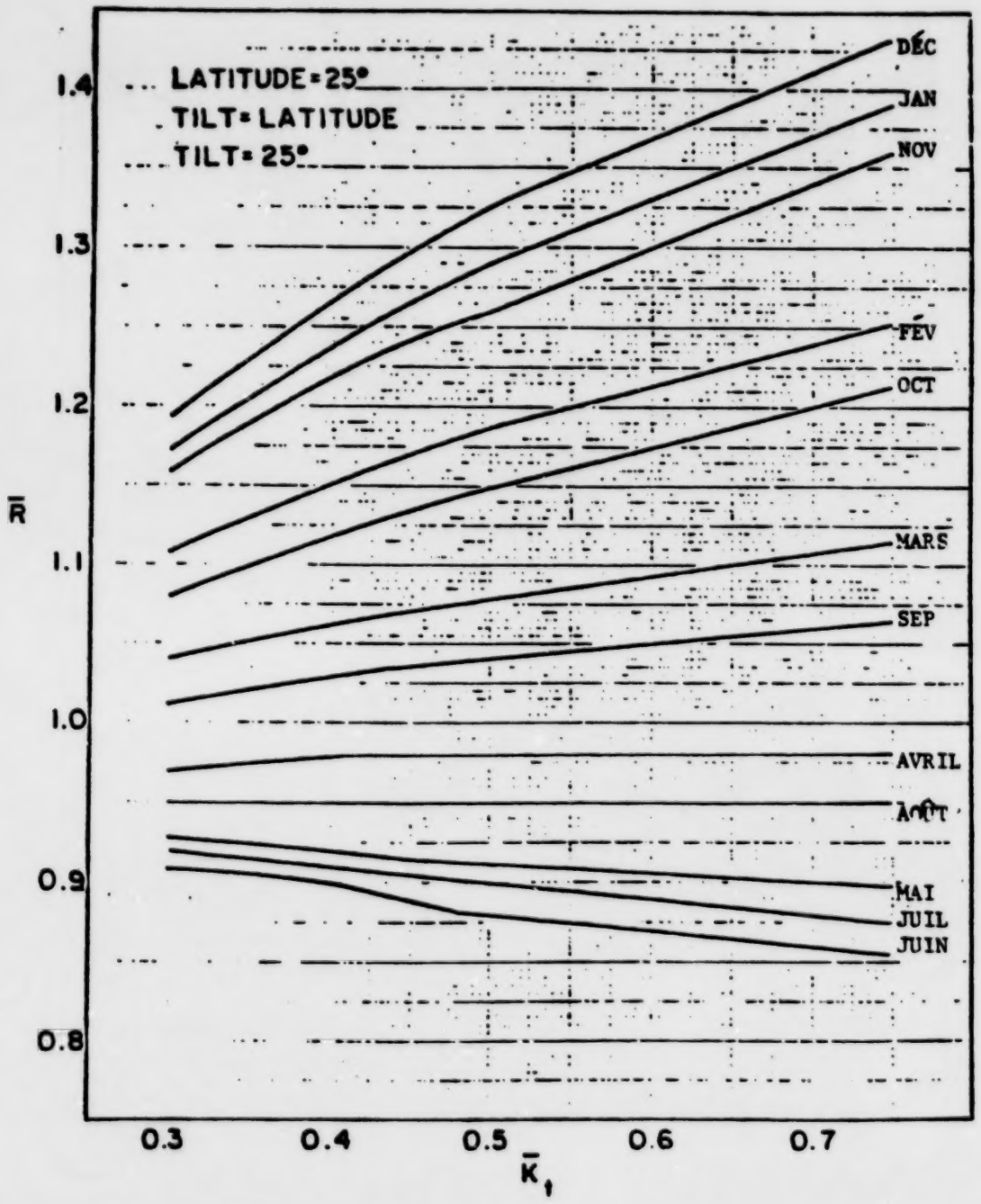


Figure 2A-2-8. Facteur de correction pur tenir compte de l'inclinaison.

Latitude 25°, inclinaison 25°.

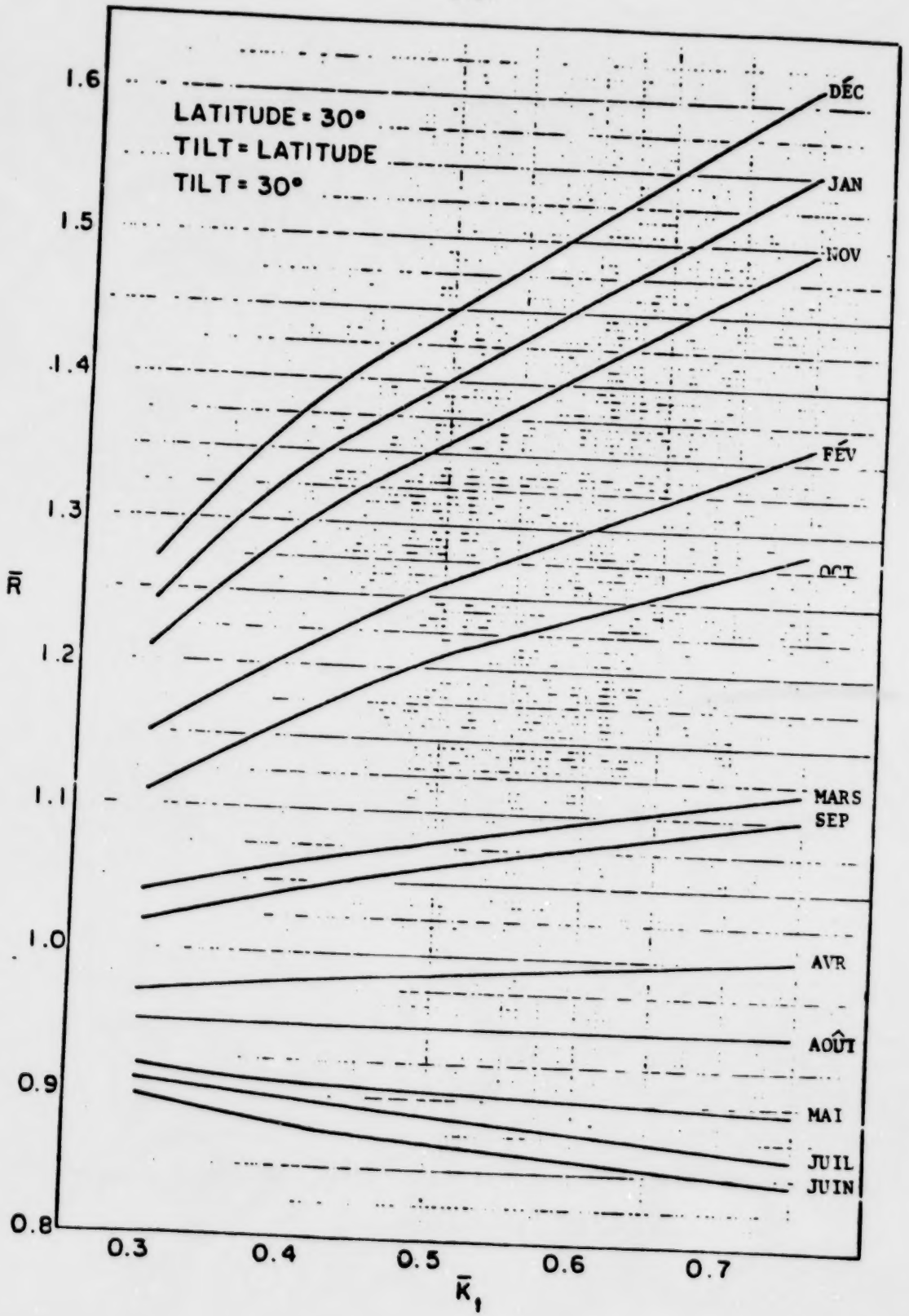


Figure 2A-2-9. Facteur de correction pur tenir compte de l'inclinaison. Latitude 30°, inclinaison 30°.

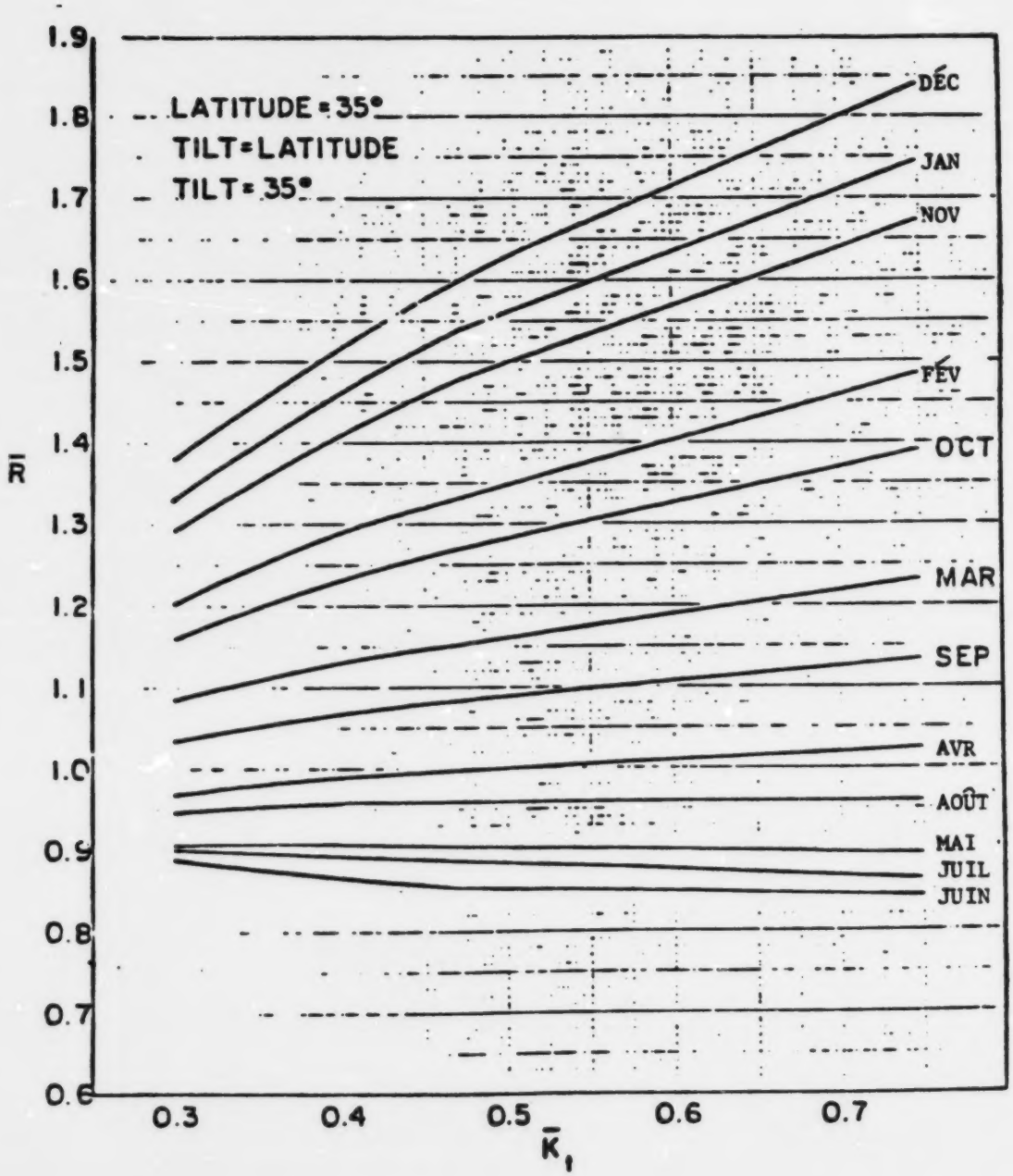


Figure 2A-2-10. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 35°, inclinaison 35°.

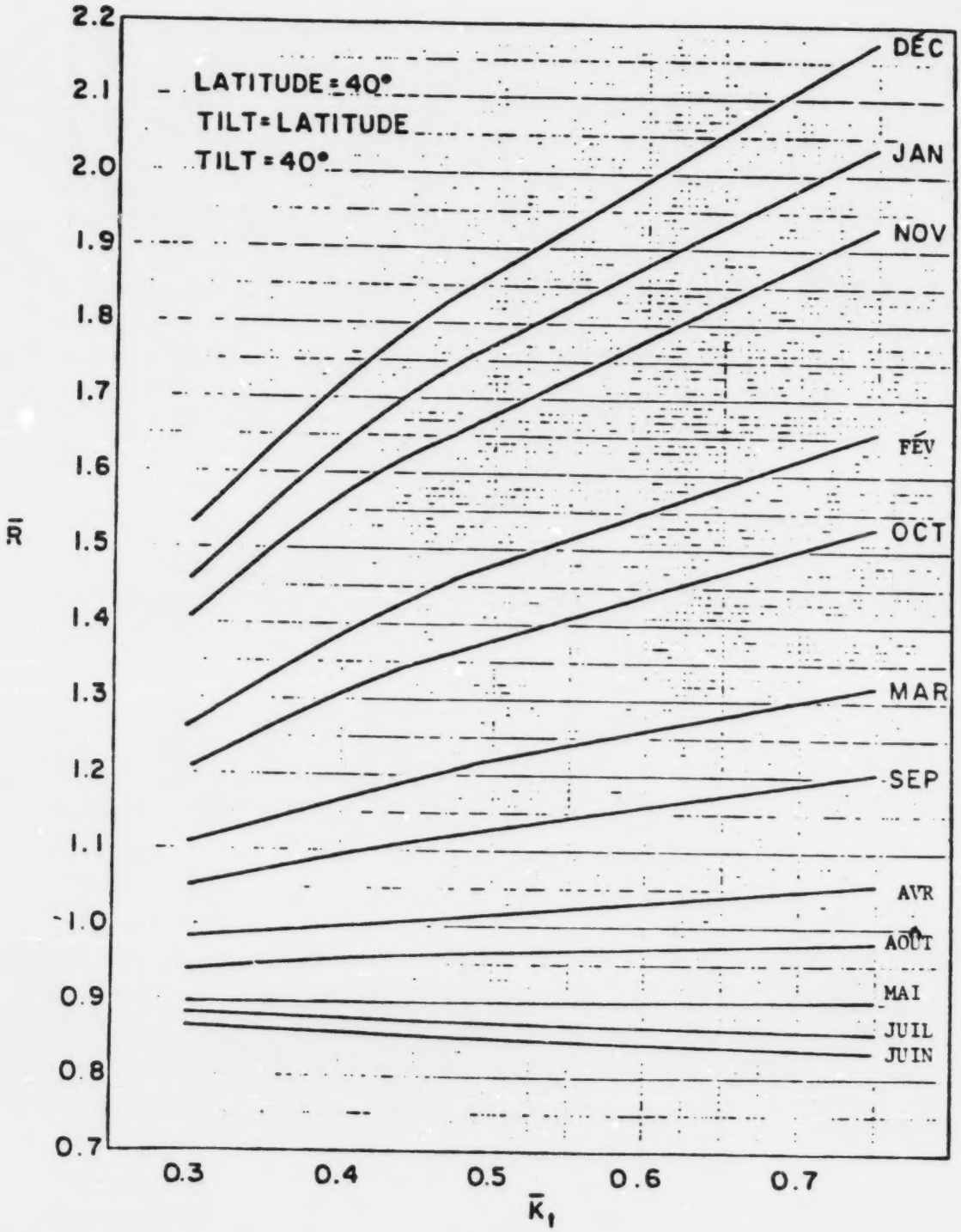


Figure 2A-2-11. Facteur de correction pur tenir compte de l'inclinaison. Latitude 40°, inclinaison 40°.

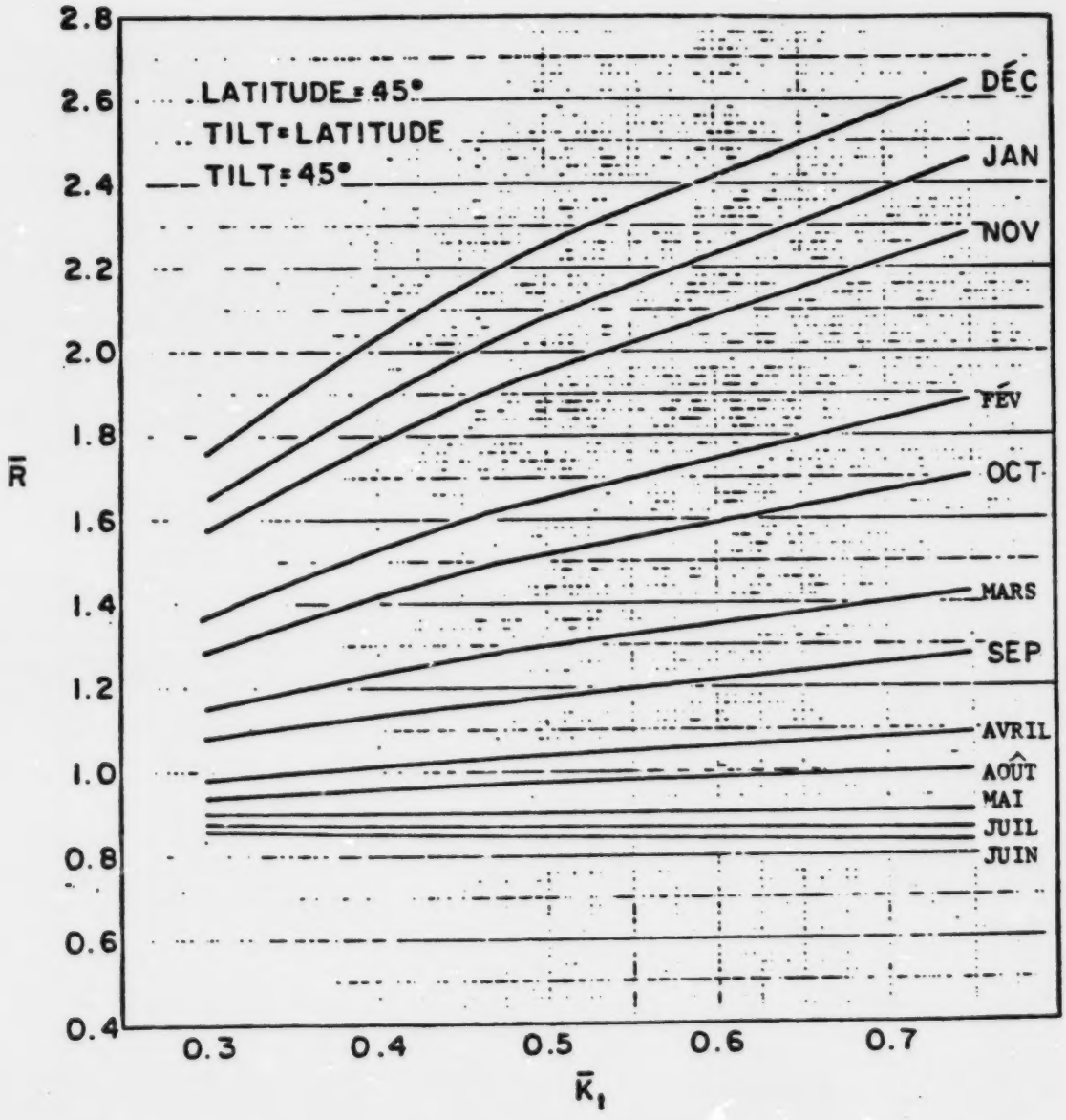


Figure 2A-2-12. Facteur de correction pur tenir compte de l'inclinaison. Latitude 45°, inclinaison 45°.

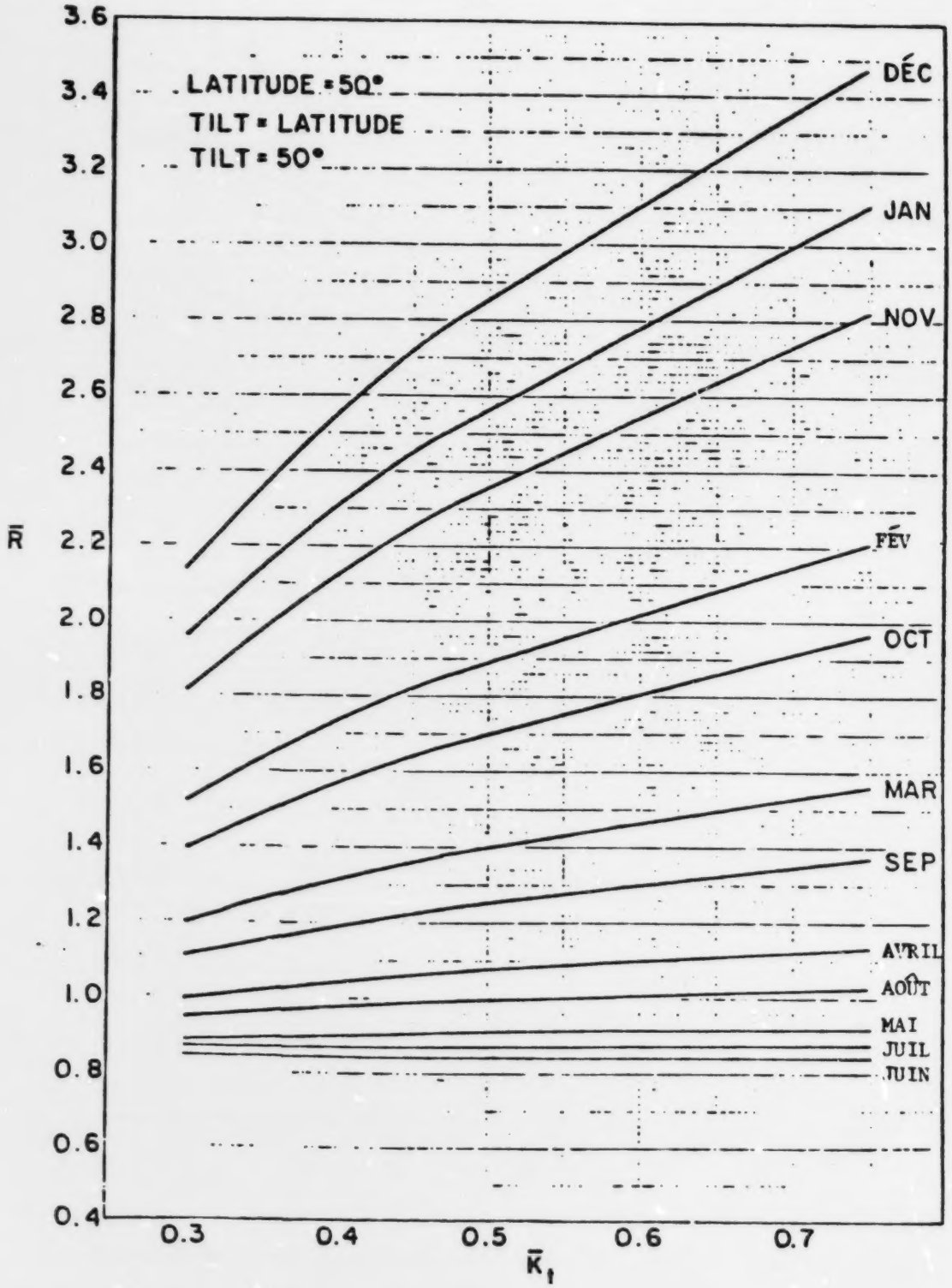


Figure 2A-2-13. Facteur de correction pur tenir compte de l'inclinaison.

Latitude 50°, inclinaison 50°.

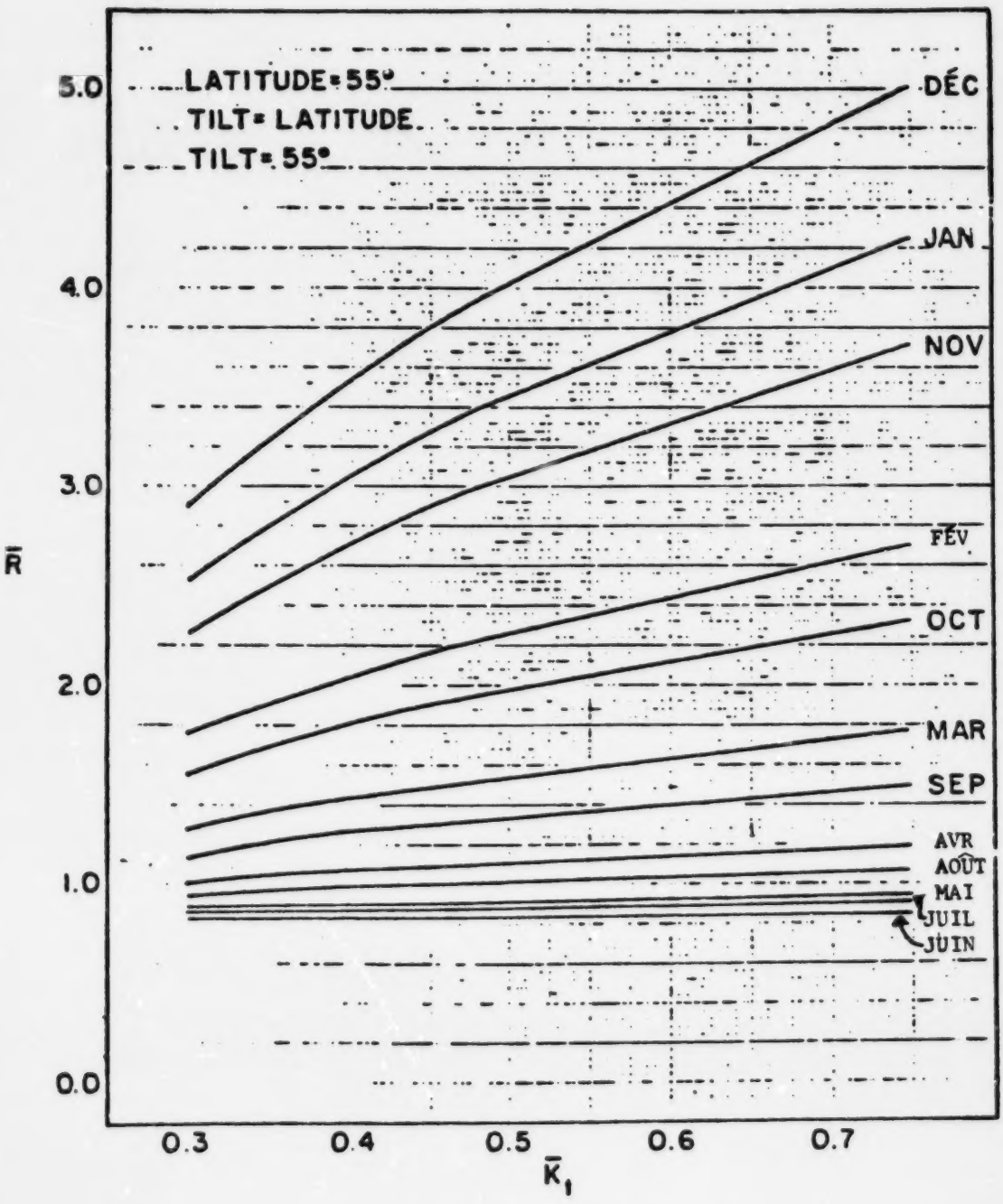


Figure 2A-2-14. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 55°, inclinaison 55°.

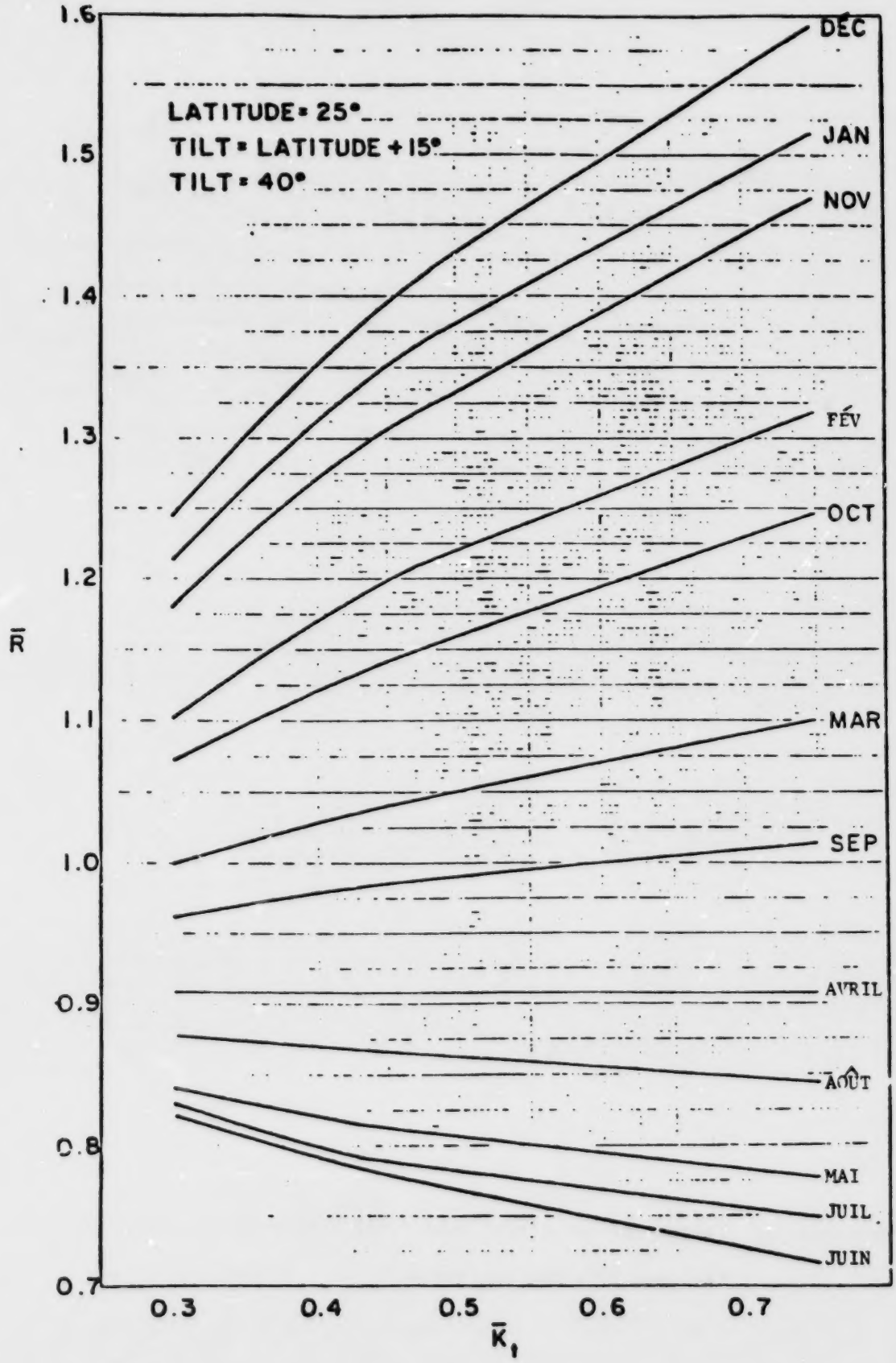


Figure 2A-2-15. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 25°, inclinaison 40°.

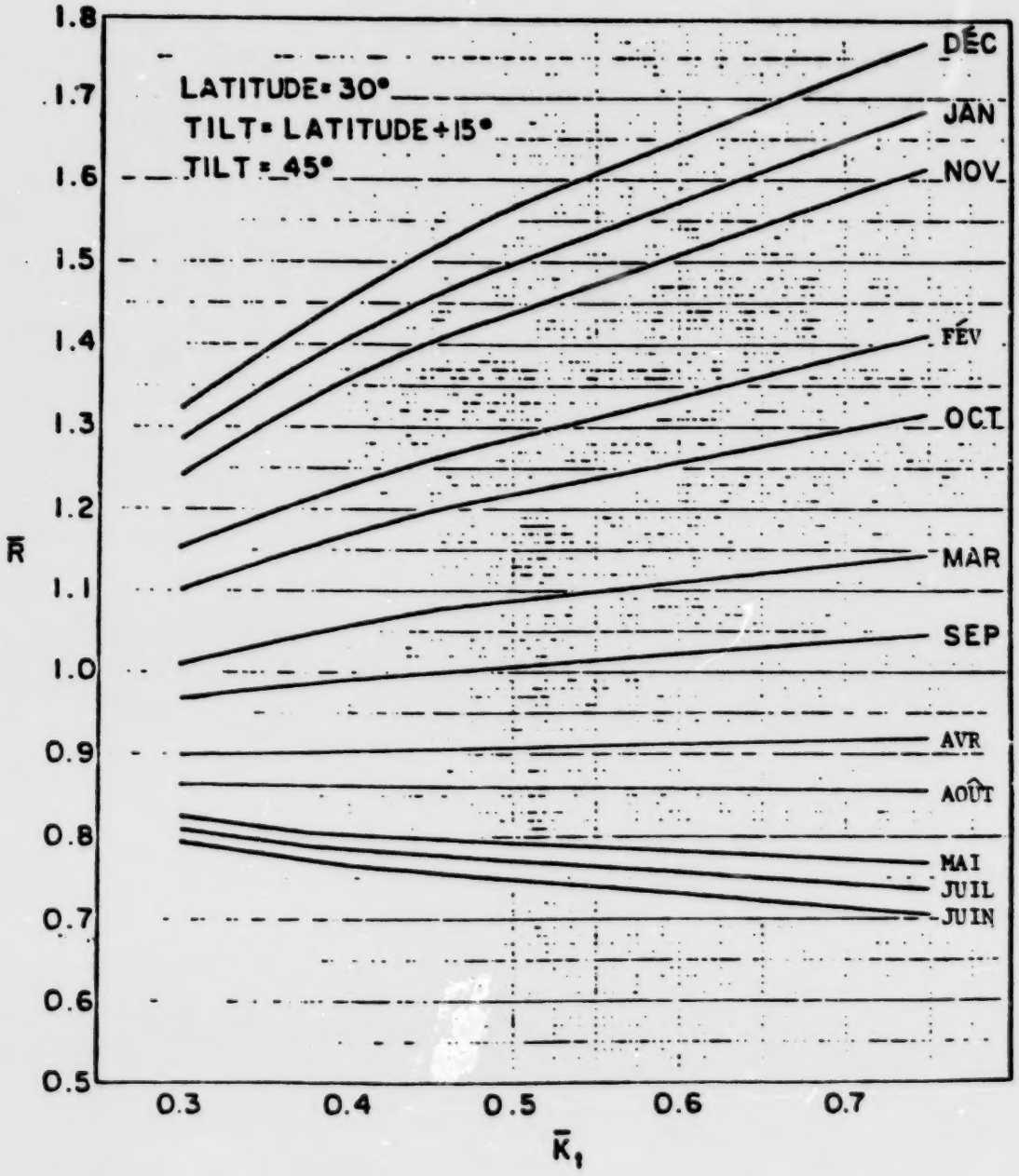


Figure 2A-2-16. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 30°, inclinaison 45°.

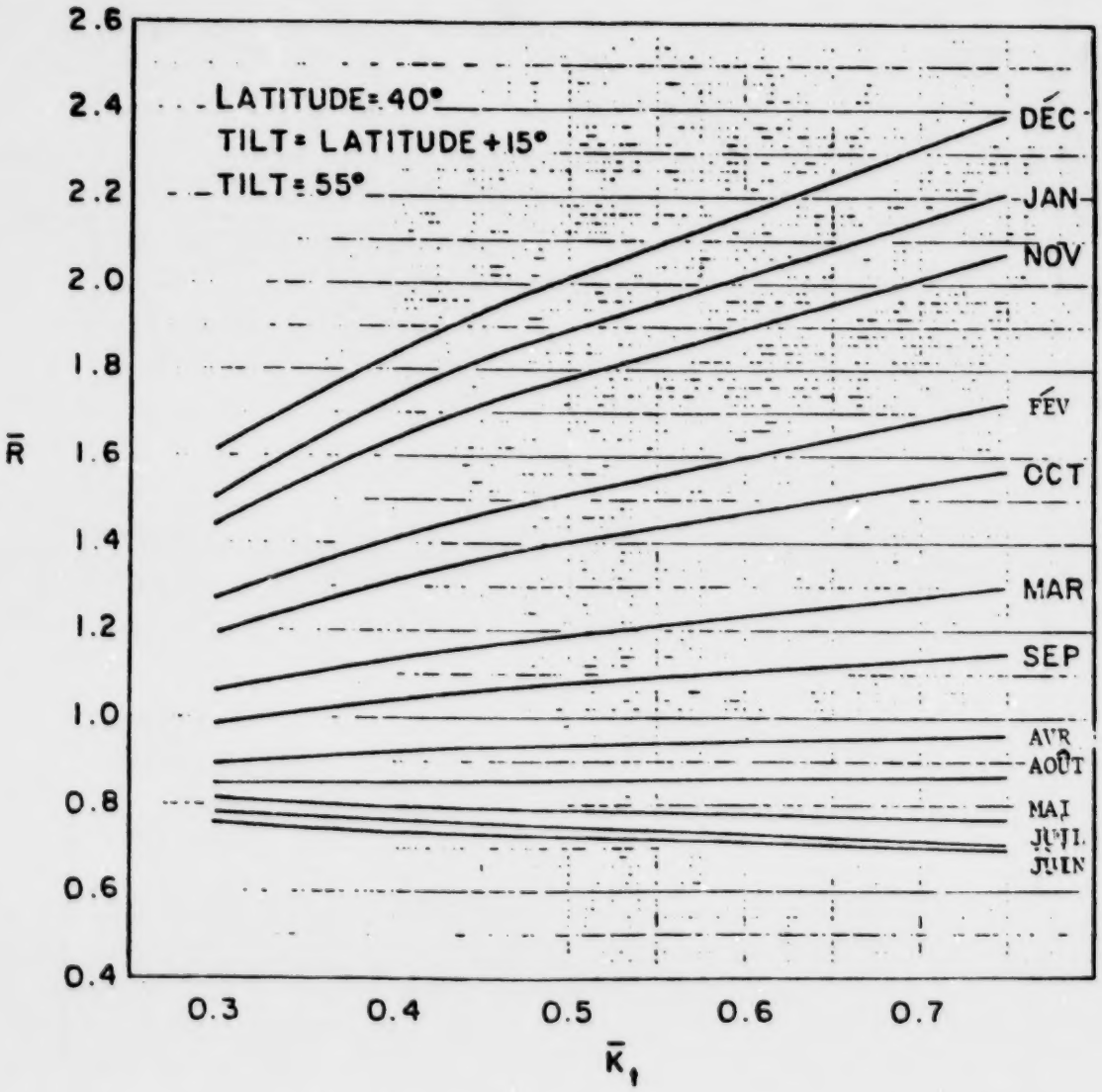


Figure 2A-2-18. Facteur de correction pour tenir compte de L'inclinaison. Latitude 40°, inclinaison 55°.

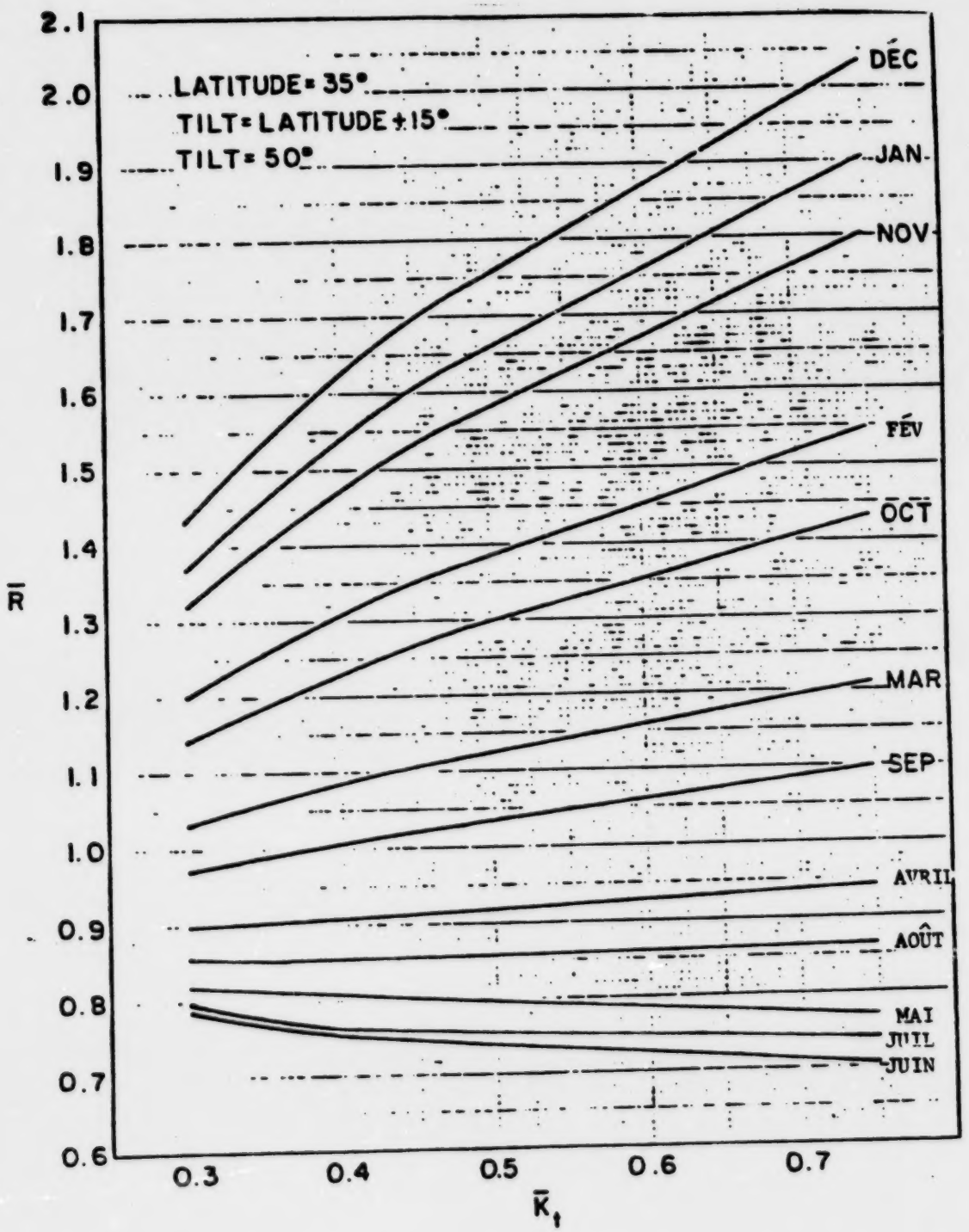


Figure 2A-2-17. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 35°, inclinaison 50°.

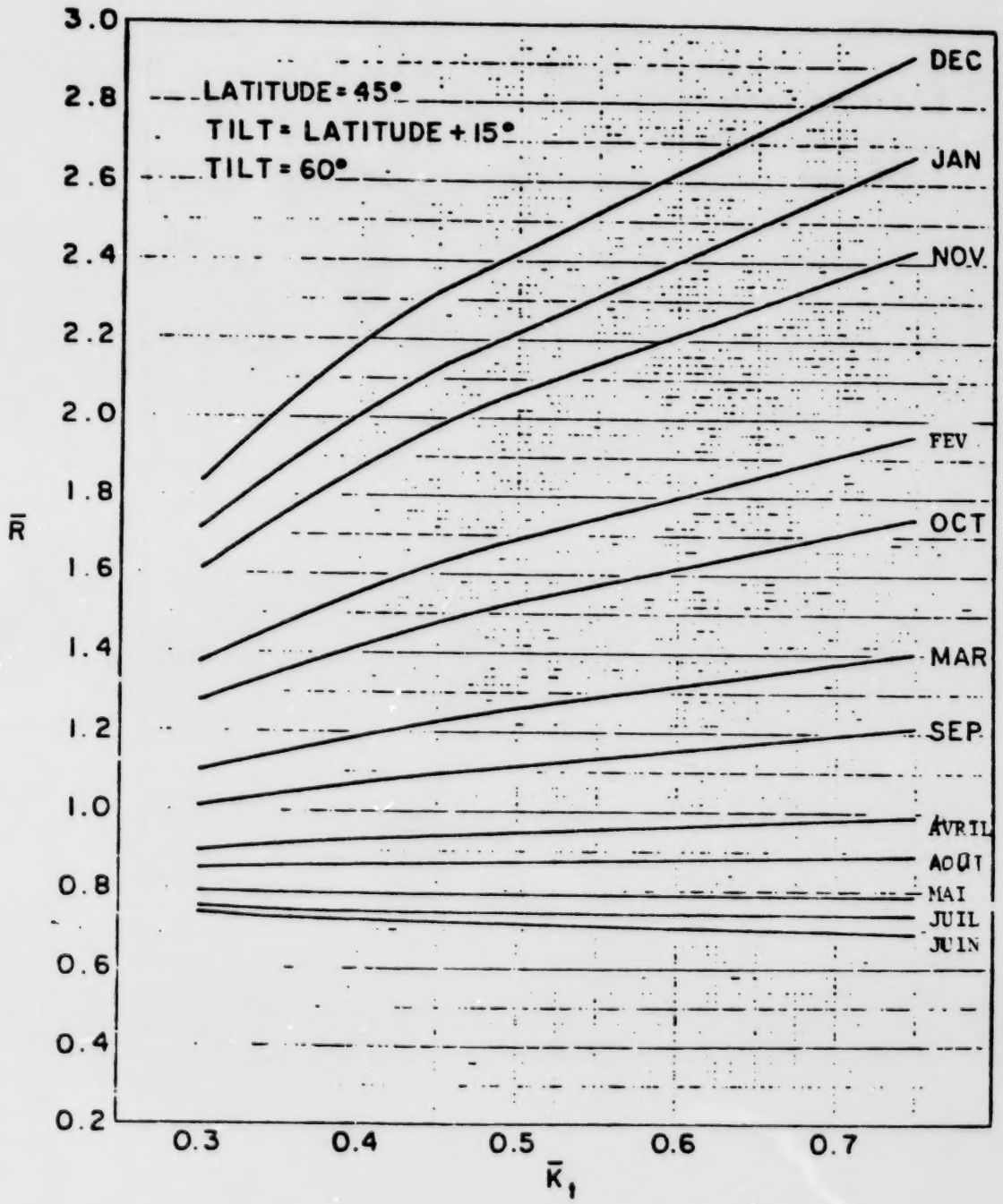


Figure 2A-2-19. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 45°, inclinaison 60°.

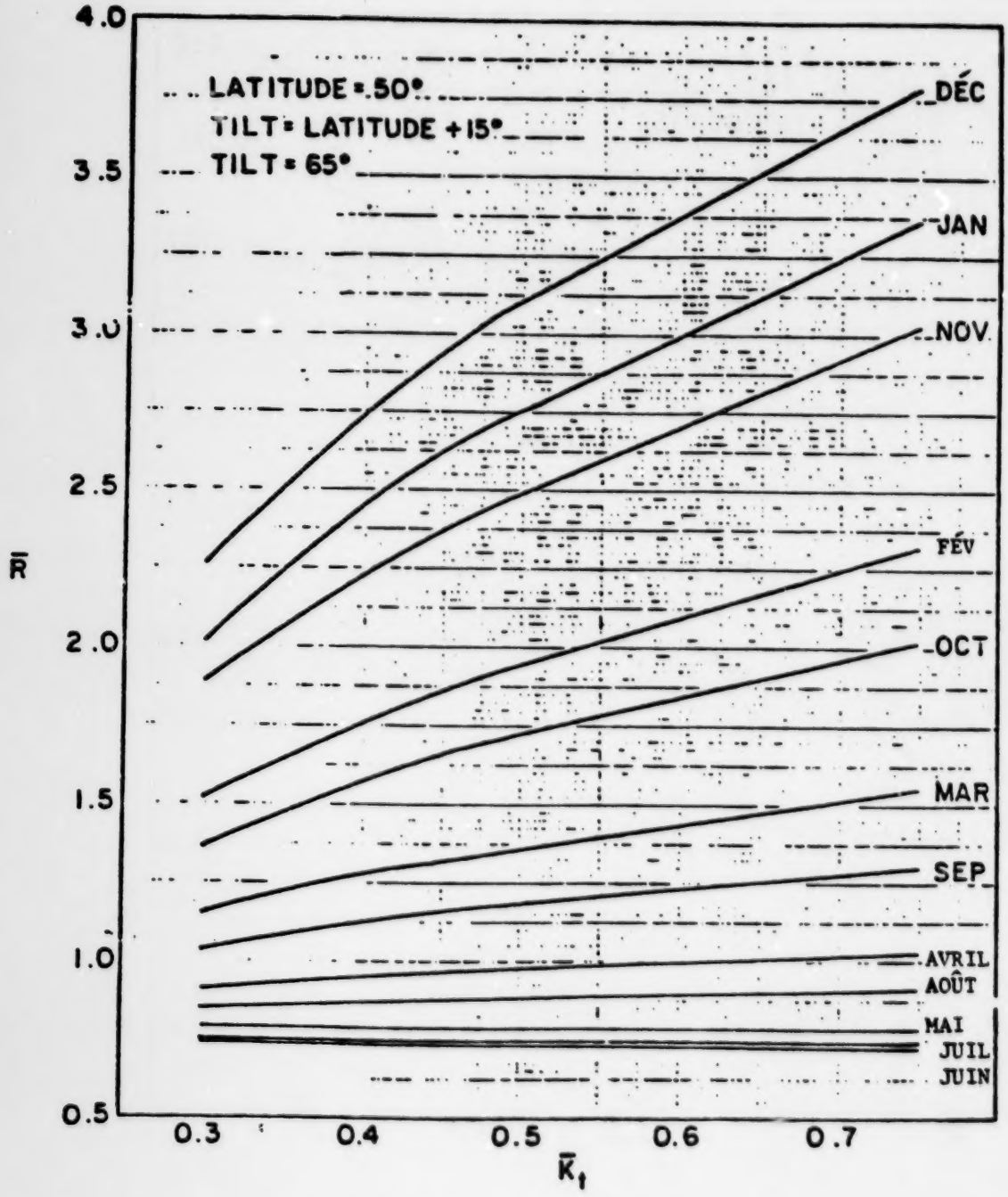


Figure 2A-2-20. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 50°, inclinaison 65°.

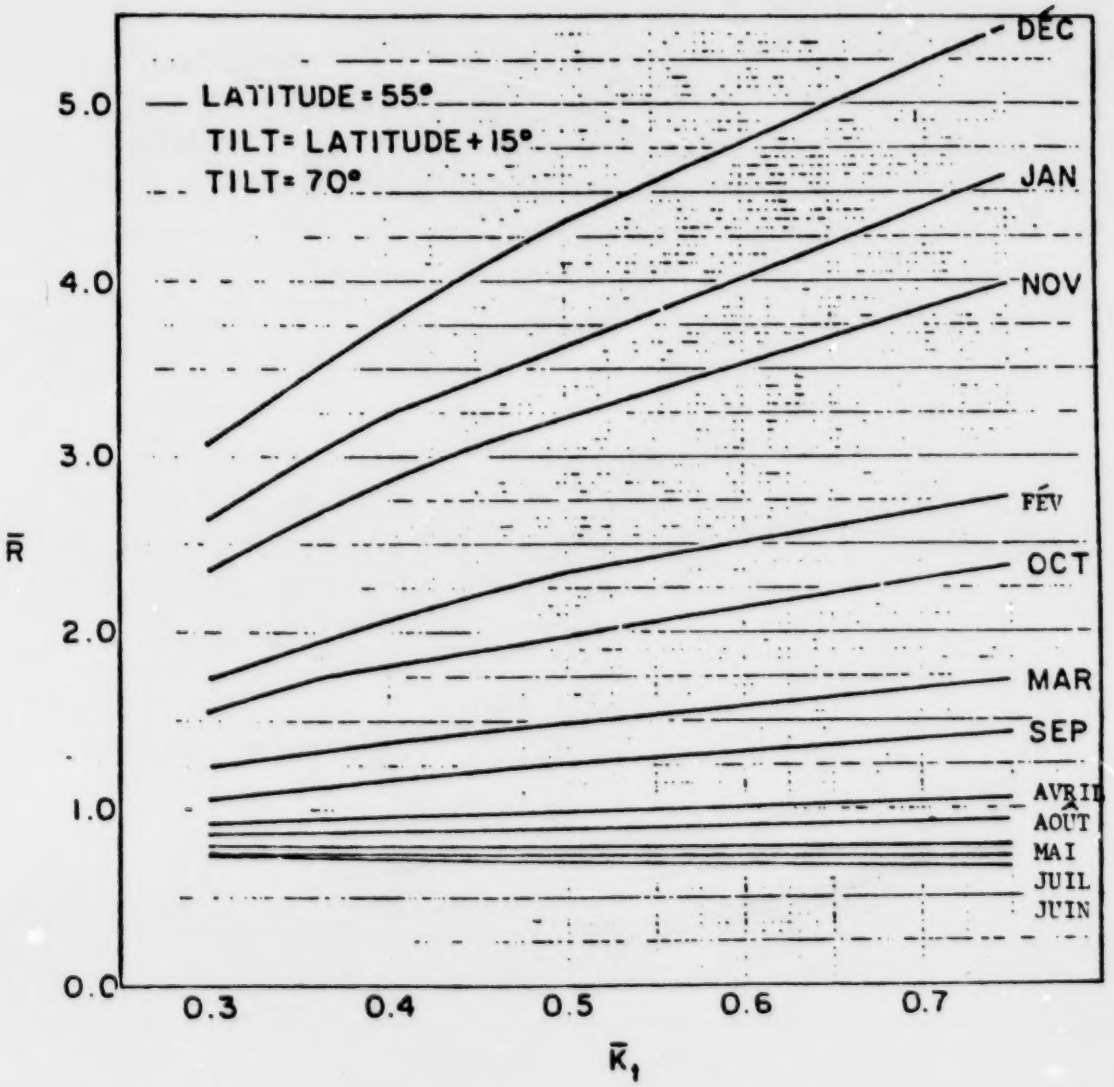


Figure 2A-2-21. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 55°, inclinaison 70°.

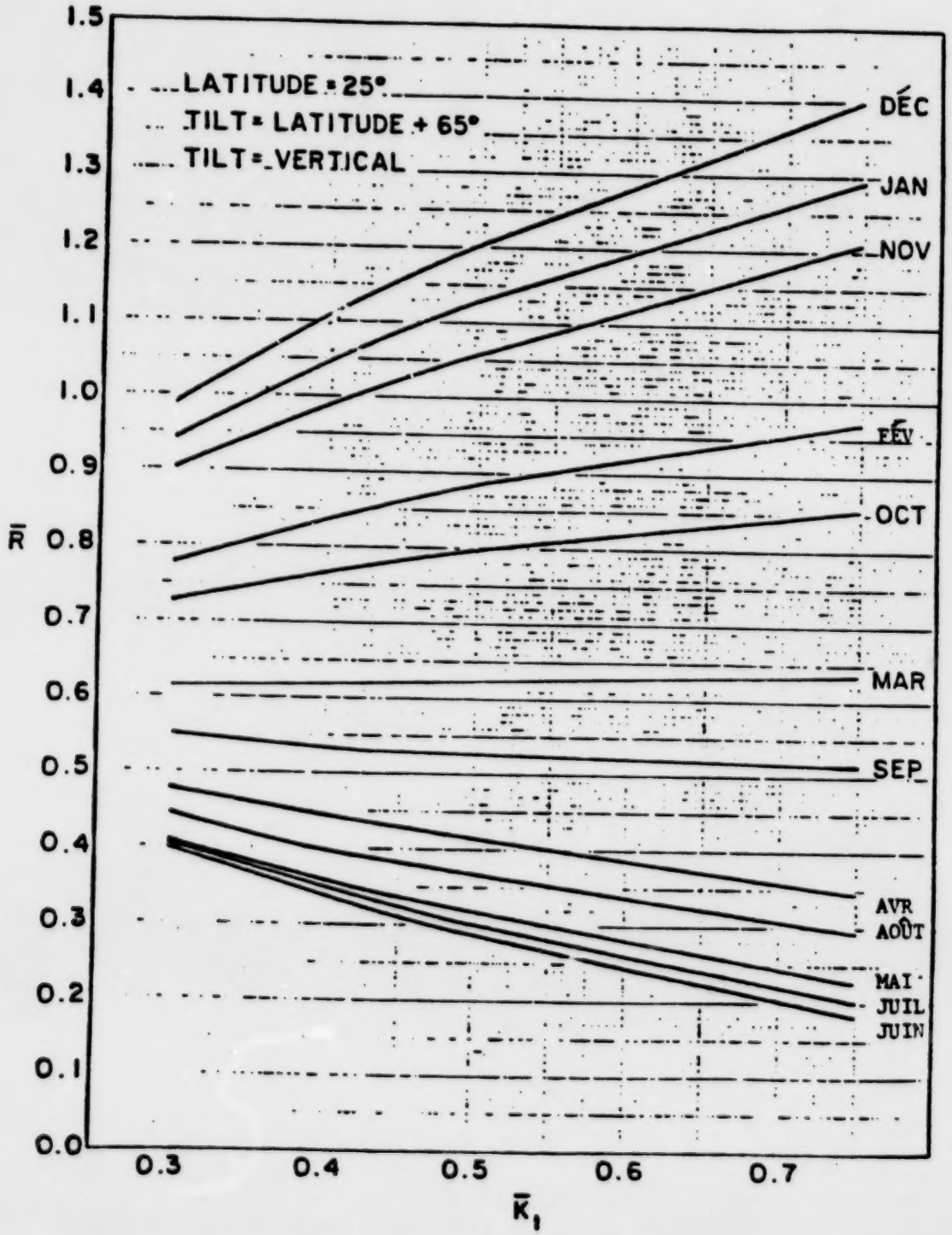


Figure 2A-2-22. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison.

Latitude 25°, inclinaison 90°.

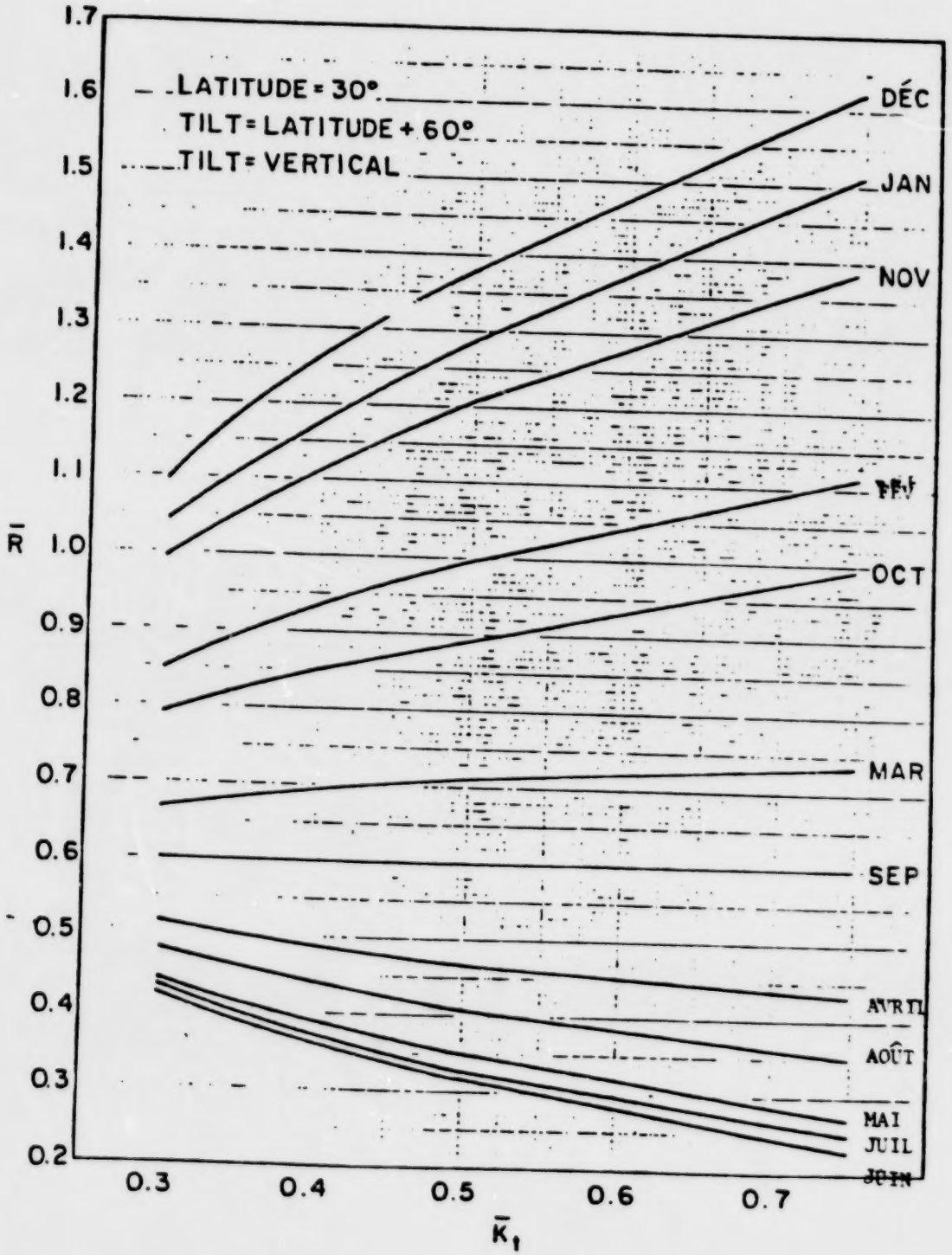


Figure 2A-2-23. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 30°, inclinaison 90°.

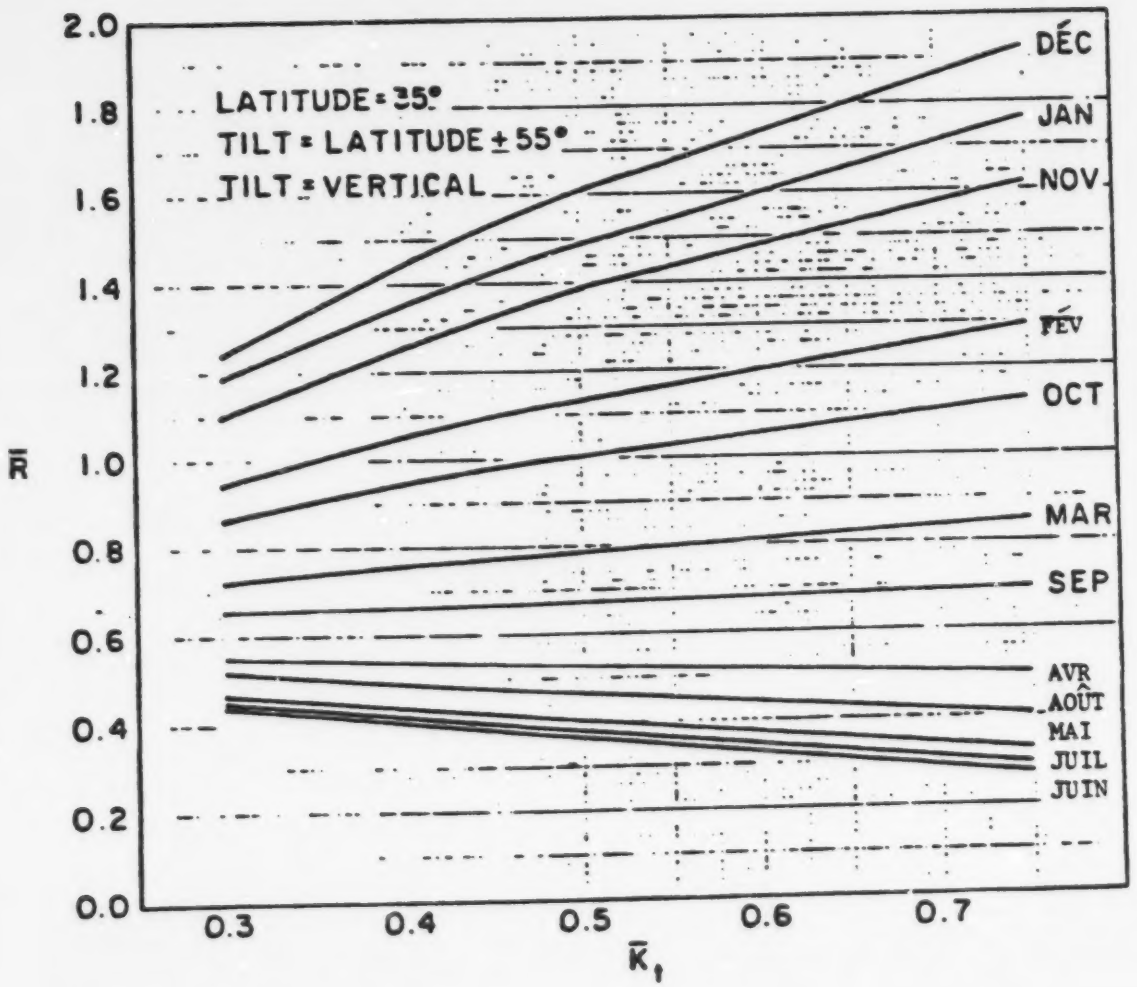


Figure 2A-2-24. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 35°, inclinaison 90°.

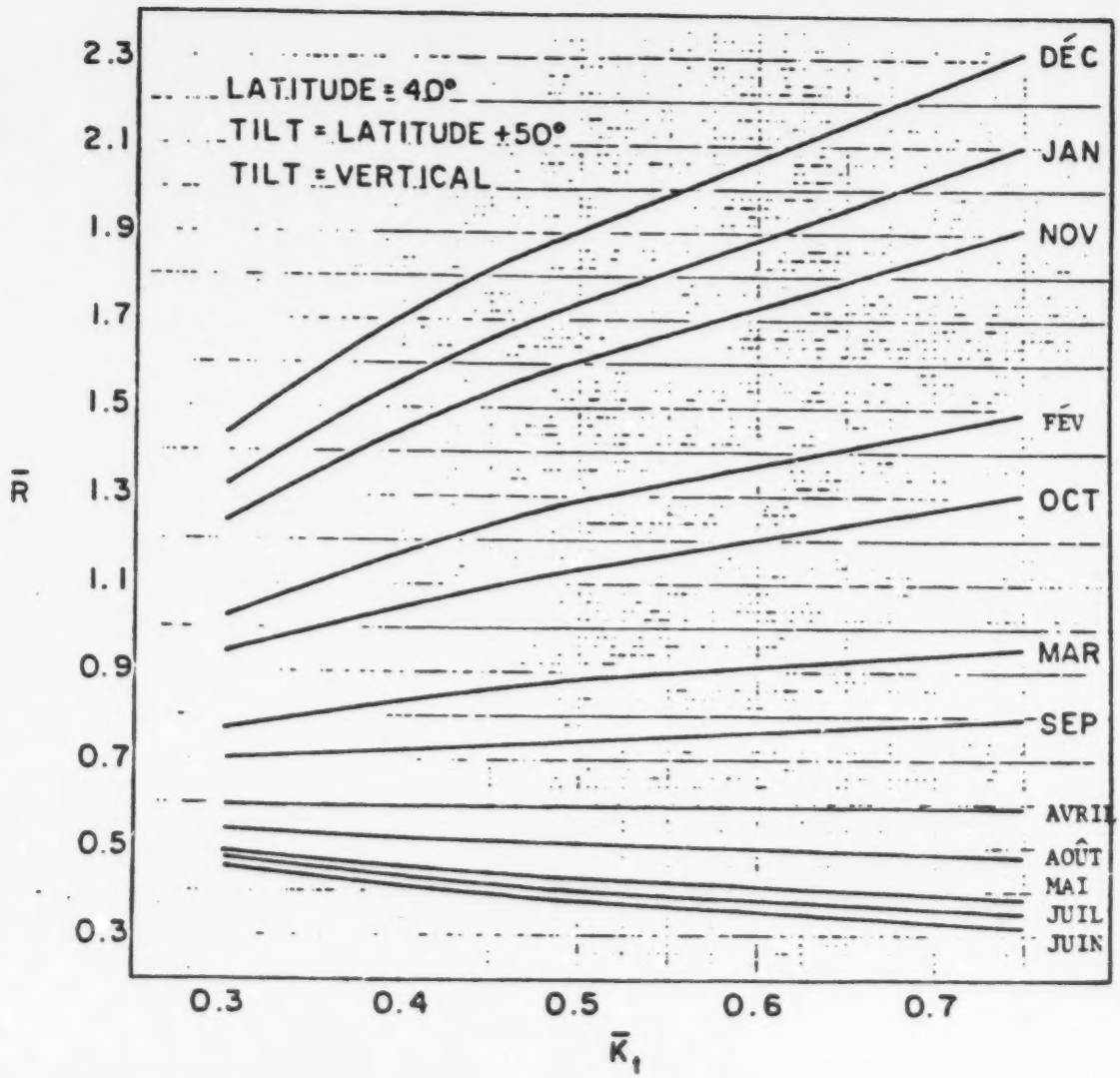


Figure 2A-2-25. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 40°, inclinaison 90°.

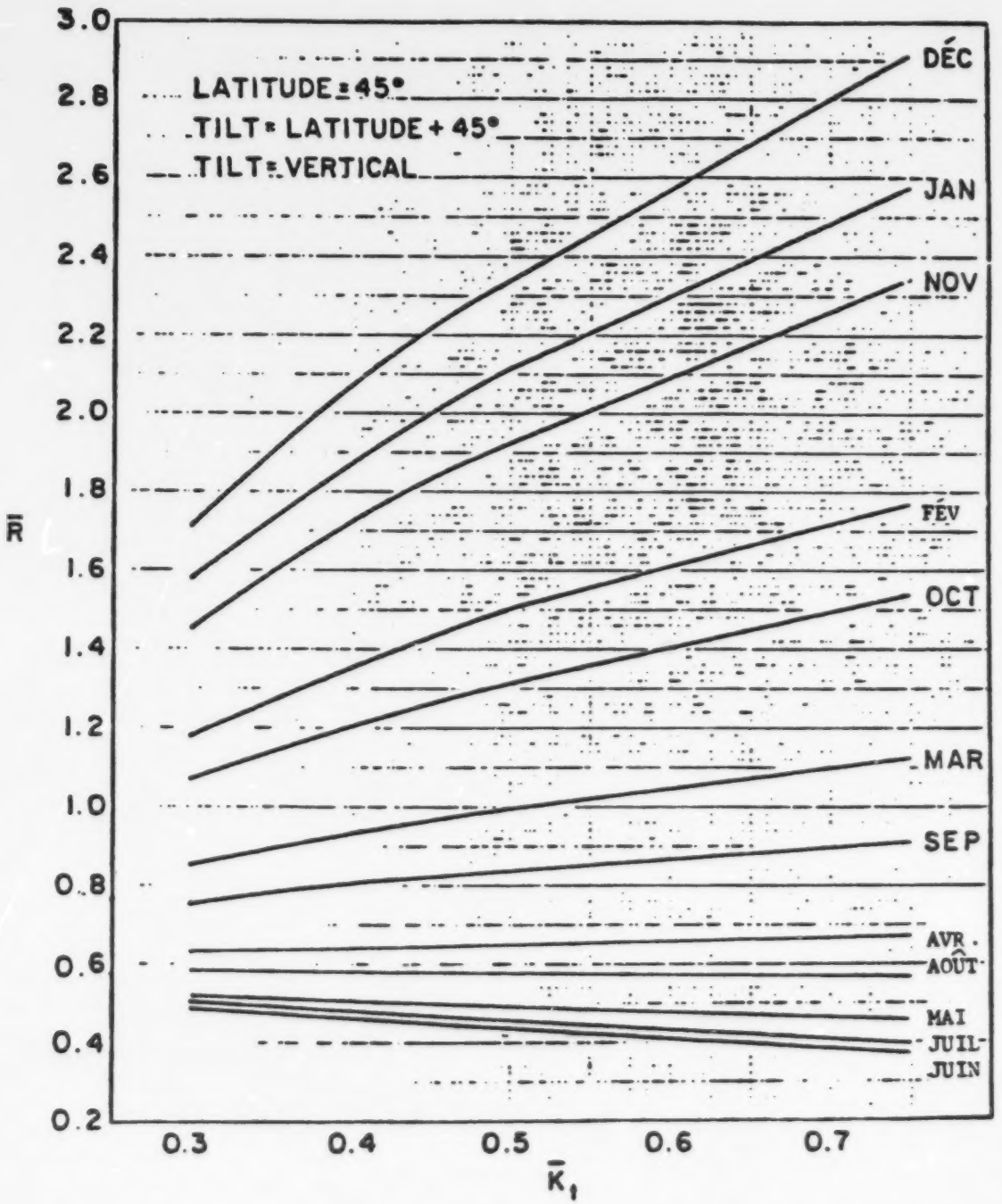


Figure 2A-2-26. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 45°, inclinaison 90°.

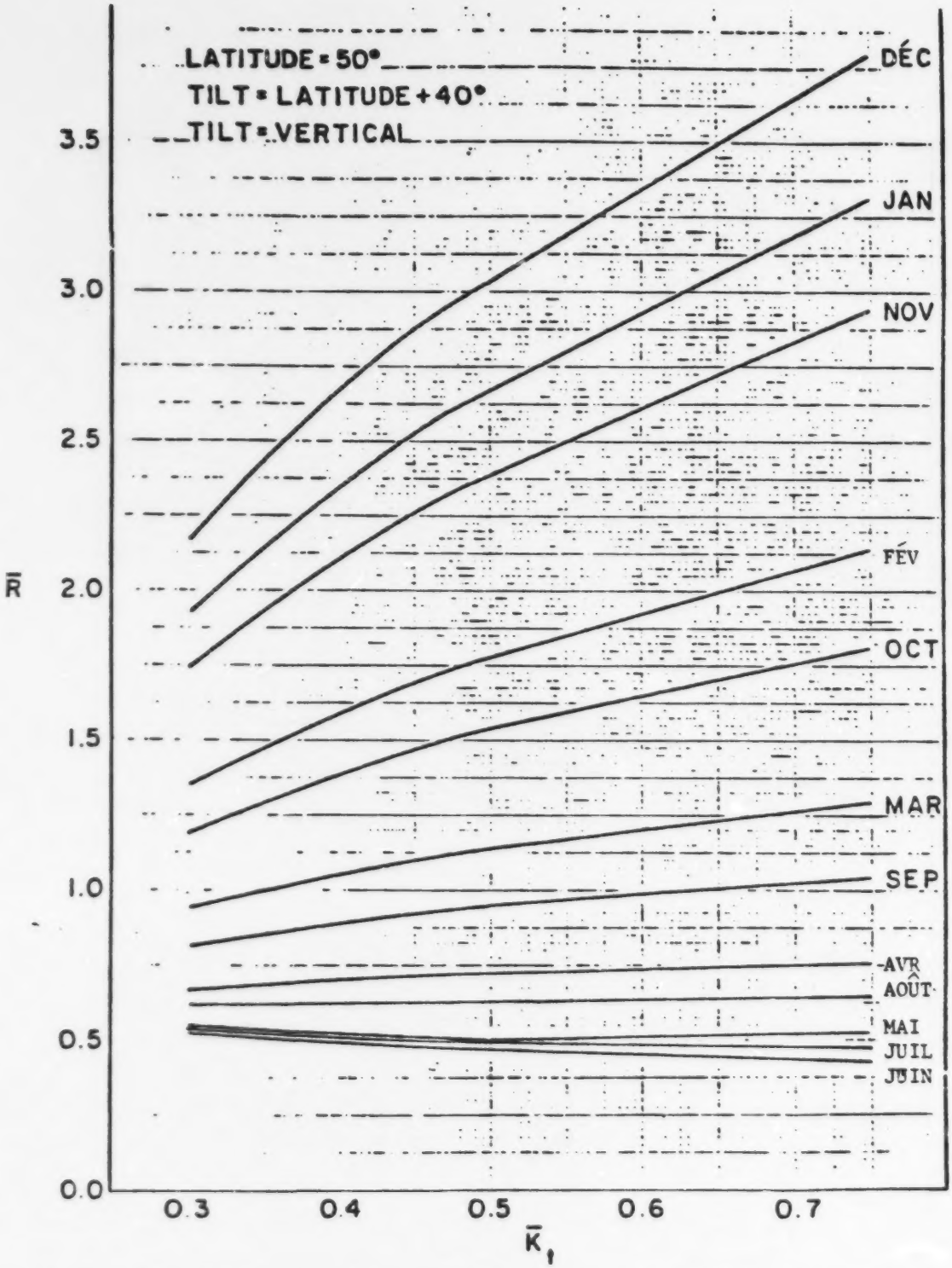


Figure 2A-2-27. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 50°, inclinaison 90°.

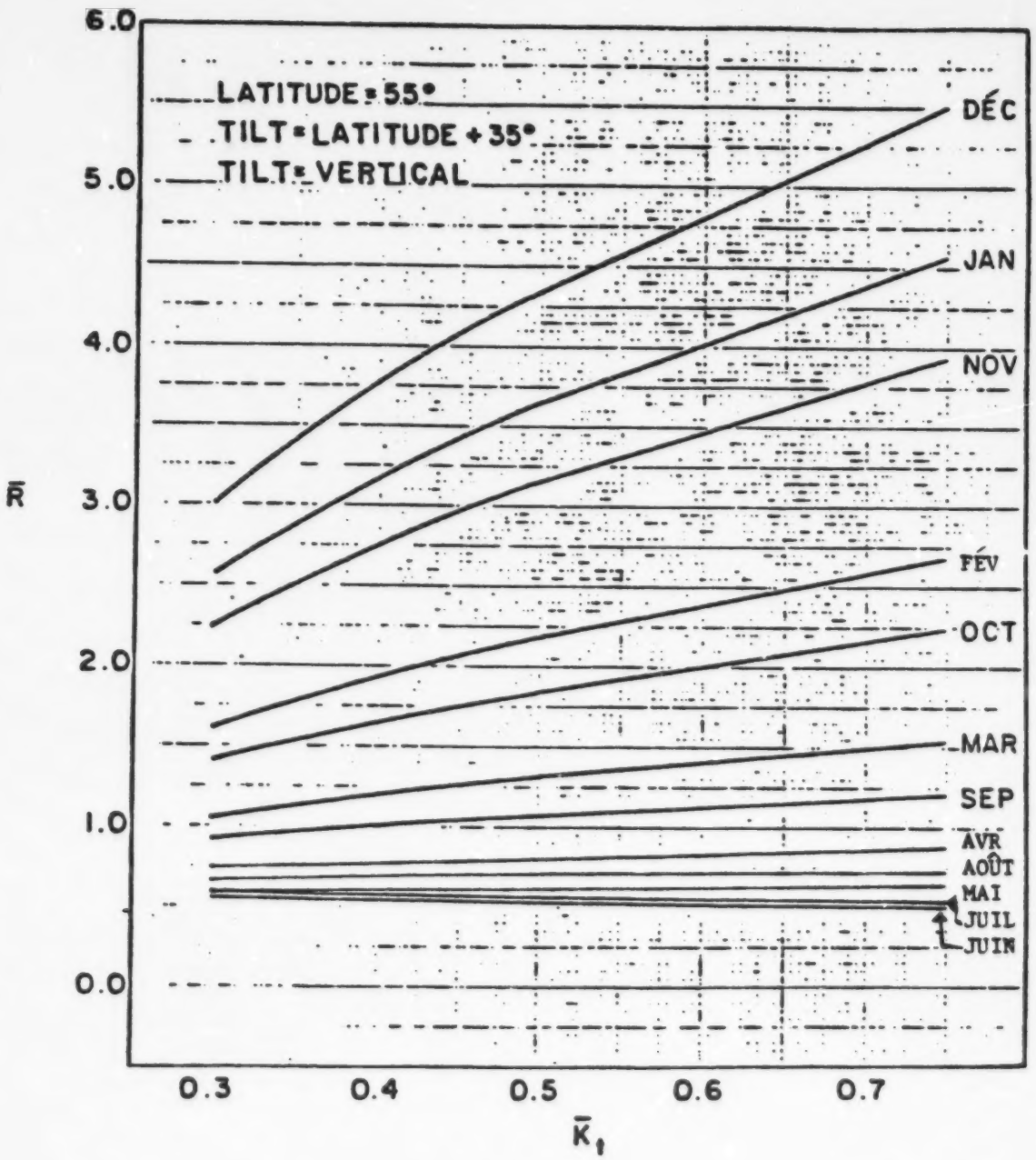


Figure 2A-2-28. Facteur de correction pour tenir compte de l'inclinaison. Latitude 55°, inclinaison 90°.

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre			Page
3	TRANSFERT DE CHALEUR ET ÉQUATIONS DE PERFORMANCE DES CAPTEURS SOLAIRES		3-1
	3.1	INTRODUCTION	3-1
	3.2	TRANSMISSION ET ABSORPTION DANS LES CAPTEURS PLANS	3-2
	3.2.1	Transmission dans un milieu semi-transparent	3-2
	3.2.2	Absorption par l'absorbeur	3-7
	3.3	ÉCHANGE THERMIQUE DANS LES CAPTEURS PLANS	3-13
	3.3.1	Introduction	3-13
	3.3.2	Coefficient de perte thermique du capteur	3-16

		Page
3.3.3	Distribution de la température sur l'absorbeur d'un capteur à liquide classique	3-20
3.3.3.1	Distribution de la température perpendiculairement à l'écoulement	3-20
3.3.3.2	Distribution de la température parallèlement à l'écoulement	3-25
3.3.4	Autres géométries de capteur	3-29
3.4	PERFORMANCE THERMIQUE DES CAPTEURS PLANS	3-30
3.5	PERFORMANCE D'UN GROUPE DE CAPTEURS	3-35

LISTE DES TABLEAUX

Tableaux		Page
3.2.1	COMPARAISON DE VITRAGES	3-8
3.2.2	COMPARAISON DE REVÊTEMENTS POUR ABSORBEURS	3-11

LISTE DES FIGURES

Figure		Page
3.2.1	RÉFLEXION SUR UNE SURFACE	3-2
3.2.2	TRANSMISSION DANS UN VITRAGE NON ABSORBANT	3-4
3.2.3	FACTEUR DE TRANSMISSION DE 1,2,3 et 4 VITRAGES NON ABSORBANTS D'INDICE DE RÉFRACTION DE 1,526	3-5
3.2.4	FACTEUR DE TRANSMISSION (TENANT COMPTE DE L'ABSORPTION ET DE LA RÉFLEXION) DE 1,2,3 et 4 VITRAGES DE TROIS TYPES DIFFÉRENTS	3-9
3.2.5	INTERACTION ENTRE LE VITRAGE ET L'ABSORBEUR	3-10
3.3.1	DISTRIBUTION DE LA TEMPÉRATURE SUR L'ABSORBEUR	3-14
3.3.2	SCHÉMAS DES RÉSISTANCES THERMIQUES D'UN CAPTEUR PLAN À DEUX VITRAGES	3-15
3.3.3	COEFFICIENTS DE PERTE VERS LE HAUT EN FONCTION DE LA TEMPÉRATURE DES VITRAGES	3-19

		Page
3.3.4	FLUX THERMIQUES TYPES ET TEMPÉRATURE DES VITRAGES	3-19
3.3.5	VARIATION DU COEFFICIENT DE PERTE VERS LE HAUT EN FONCTION DE L'ESPACEMENT VITRAGE-ABSORBEUR	3-21
3.3.6	NOMENCLATURE POUR L'ANALYSE DES AILETTES	3-22
3.3.7	VARIATION DU RENDEMENT D'UNE AILETTE	3-23
3.3.8	RENDEMENT F D'UN CAPTEUR EN FONCTION DE L'ESPACEMENT DE TUBES DE 2 cm DE DIAMÈTRE, DANS DIFFÉRENTES CONDITIONS	3-24
3.3.9	TEMPÉRATURE DU FLUIDE EN FONCTION DE LA POSITION LE LONG DU TUBE	3-25
3.3.10	FACTEUR D'ÉCOULEMENT F" D'UN CAPTEUR	3-27
3.4.1	COURBE DE RENDEMENT D'UN CAPTEUR	3-32
3.4.2	CORRECTION POUR L'ANGLE D'INCIDENCE	3-33

CHAPITRE 3

TRANSFERT DE CHALEUR ET ÉQUATIONS DE PERFORMANCE DES CAPTEURS SOLAIRES

3.1 INTRODUCTION

Voici les sujets abordés dans le présent chapitre:

1. Transmission du rayonnement dans les vitrages du capteur et absorption par l'absorbeur.

2. Échange de chaleur dans un capteur plan.

3. Équation du rendement des capteurs.

La matière présentée dans ce chapitre est traitée en détail dans les chapitres 5, 6 et 7 de D et B. Ces notes ont pour but de donner à l'étudiant un aperçu des processus thermiques qui se produisent dans un capteur plan, et non de développer ses compétences en analyse quantitative de ces processus. L'analyse porte sur un modèle classique de capteur plan à tubes, refroidi par un liquide. Elle vaut toutefois pour tout autre type de capteur.

3.2 TRANSMISSION ET ABSORPTION DANS LES CAPTEURS PLANS

3.2.1 Transmission dans un milieu semi-transparent

La figure 3.2.1 illustre un faisceau de rayonnement passant d'un milieu d'indice de réfraction η_1 à un milieu d'indice de réfraction η_2. La loi de Snell-Descartes relie les angles aux indices de réfraction:

$$\frac{\eta_1}{\eta_2} = \frac{\text{Sin } \theta_2}{\text{Sin } \theta_1} \qquad \text{(éqn 3.2.1)}$$

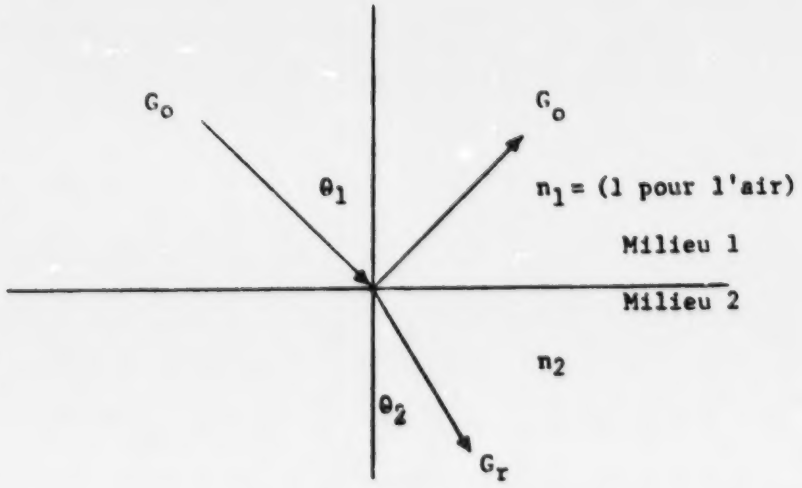


FIGURE 3.2.1

REFLEXION SUR UNE SURFACE

Le facteur de réflexion de la surface est fonction de n_1, n_2 et θ_1; il est donné par la loi de Fresnel:

$$r(o) = \frac{G_r}{G_i} = \left(\frac{n_1 - n_2}{n_1 + n_2}\right)^2 \qquad \text{(éqn 3.2.2)}$$

La relation devient pour $\theta = 0$.

$$r(o) = \left(\frac{n - 1}{n + 1}\right)^2 \qquad \text{(éqn 3.2.3)}$$

lorsque le milieu supérieur a un indice de réfraction $n = 1$ (une bonne approximation pour l'air).

Pour le verre, $n = 1,526$ (moyenne pour le spectre solaire) et

$$r(o) = \left(\frac{0,526}{2,526}\right)^2 = 0,0434$$

Pour un angle d'incidence de 60° par rapport à la normale, l'équation de Fresnel donne

$$r(60) = 0,93$$

Un vitrage comporte deux surfaces réfléchissantes. Pour des angles d'incidence normale, les facteurs de réflexion sont les mêmes et les intensités des faisceaux réfléchis et transmis se répartissent comme à la figure 3.3.2.

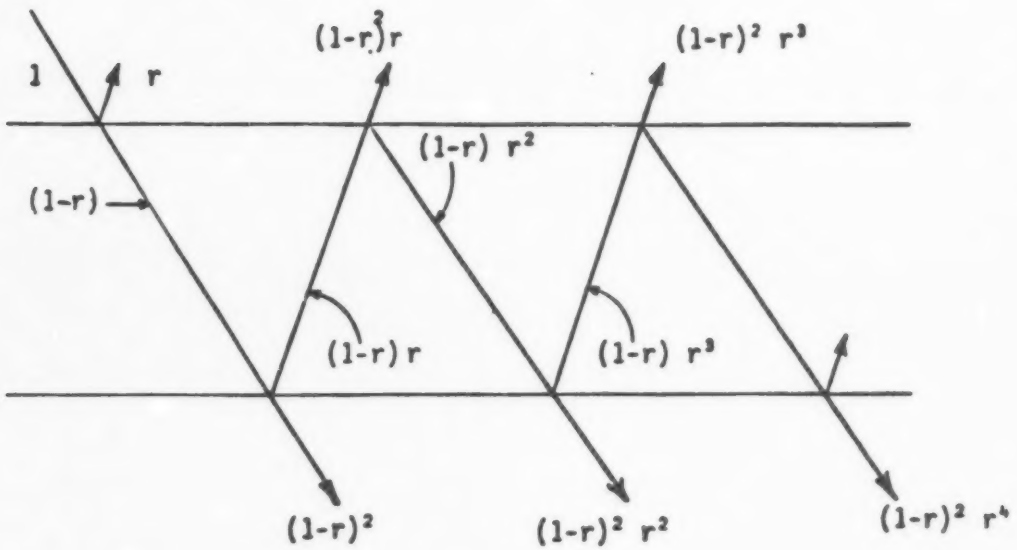


FIGURE 3.2.2

TRANSMISSION DANS UN VITRAGE

NON ABSORBANT

La sommation des termes de transmission donne

$$\tau_r = (1-r)^2 \sum_{j=0}^{\infty} r^{2j} = \frac{1-r}{1+r} \qquad \text{(éqn 3.2.4)}$$

Pour N vitrages, on obtient sous incidence normale

$$\tau_{r,N} = \frac{1-r}{1+(2N-1)\,r} \qquad \text{(éqn 3.2.5)}$$

La figure 3.2.3 illustre la variation du facteur de transmission de vitrages en fonction de l'angle d'incidence.

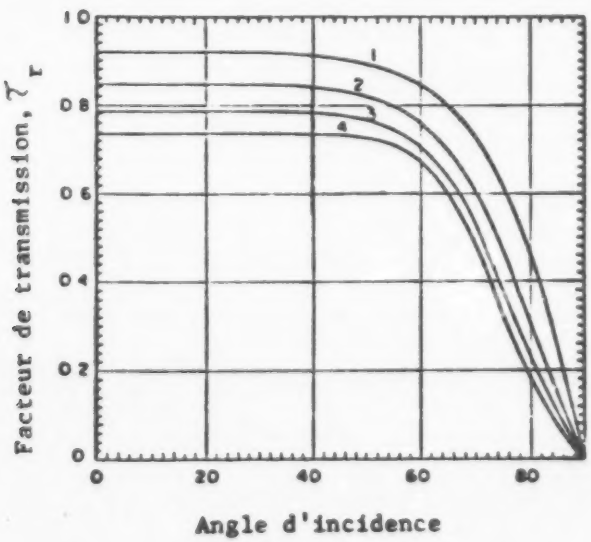


FIGURE 3.2.3

FACTEUR DE TRANSMISSION DE 1,2,3 ET 4

VITRAGES NON ABSORBANTS, D'INDICE DE RÉFRACTION 1,526

La présente analyse fait l'hypothèse que le verre n'absorbe pas le rayonnement. En fait, l'intensité du faisceau décroît de façon exponentielle, et le facteur de transmission ne prenant en compte que l'absorption s'exprime sous la forme

$$\tau_d = e^{-KL} \qquad \text{(éqn 3.2.6)}$$

où L est le chemin parcouru dans le milieu et K, le coefficient d'extinction.

Pour le verre: $0,04 < K < 0,32\ cm^{-1}$.

À titre d'exemple, pour un verre de haute qualité de 0,32 cm (1/8 po) d'épaisseur,

$$\tau_a = e^{0,04 \times 0,32} = 0,987$$

Lorsque $\tau_a \approx 1$, les intensités des faisceaux de la figure 3.3.3 ne sont que légèrement réduites par absorption, si bien que les deux facteurs de transmission peuvent être considérés comme essentiellement indépendants et

$$\tau \cong \tau_d \tau_r \qquad \text{(éqn 3.2.7)}$$

Cette expression constitue une bonne approximation pour les vitrages des capteurs. D'après les valeurs des exemples précédents, un vitrage d'excellente qualité, de 0,32 cm (1/8 po) d'épaisseur, a un facteur de transmission de

$$\tau = \tau_\alpha \tau_r = \tau_\alpha \frac{1-r}{1+r}$$

$$= 0{,}987 \left(\frac{1-0{,}0434}{1+0{,}0434} \right)$$

$$= 0{,}905$$

pour un rayonnement sous incidence normale. Le tableau 3.2.1 donne d'autres exemples.

La figure 3.2.4 présente les facteurs de transmission de plusieurs ensembles de vitrages en fonction de l'angle d'incidence.

3.2.3 Absorption par l'absorbeur

Lorsqu'un faisceau d'intensité G frappe un capteur solaire, il traverse le vitrage et une intensité $G\tau\alpha$ est absorbée. Toutefois, le rayonnement réfléchi par l'absorbeur n'est pas perdu et peut être récupéré par réflexions ultérieures, comme illustré à la figure 3.2.5.

Tableau 3.2.1

COMPARAISON DE VITRAGES

Propriété	Téflon	Tedlar	Mylar	Lexan	Kalwal	PPG herculite	ASG trempé
Facteur de transmission solaire (%)	96	92-94	85	82-89	95,90	85	91
Épaisseur (mm)	0,025	0,101	0,356	3,175	0,635	3,175	3,175
Module d'élasticité (M Pa)	**	17,7	37,4	23,5	74,8	680	680
Dilatation thermique (%/ $^{o}C \times 10^{3}$)	**	4,32	2,70	6,75	3,60	1,55	1,55
Durée de vie (ans)	15 (essai)	5 (5 % de perte)	4	**	Indéf. (à 93 ^{o}C, 10 % de perte)	Indéf.	Indéf.

** Données non disponibles

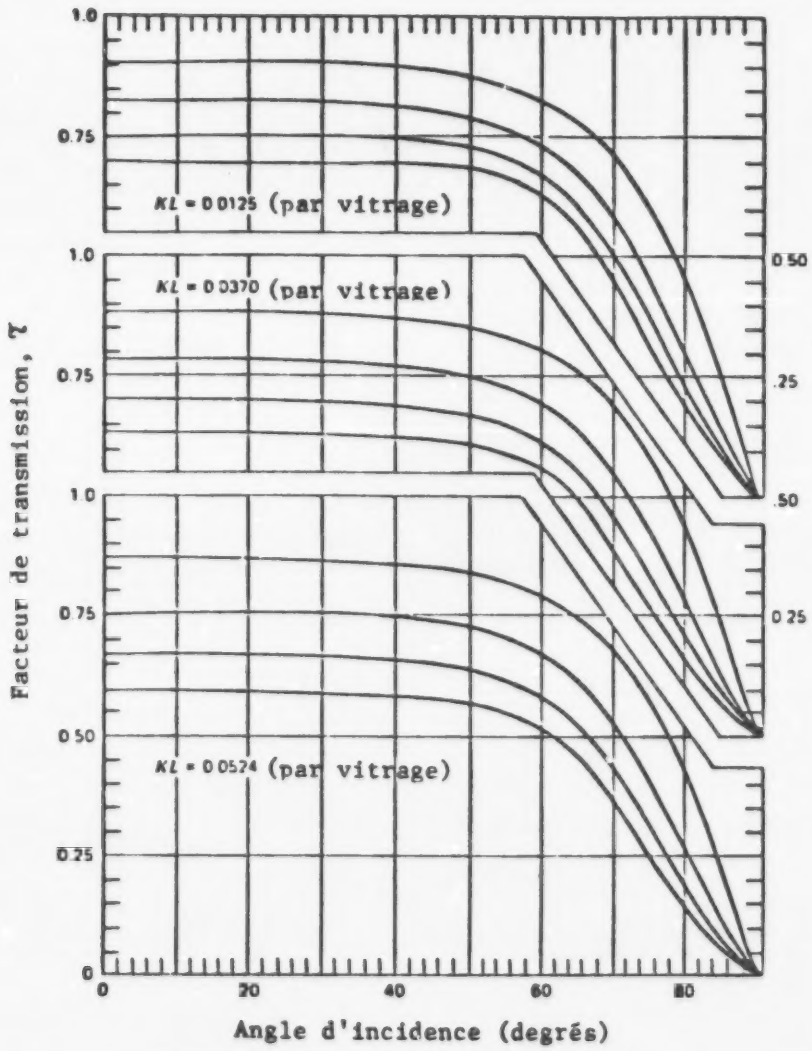


FIGURE 3.2.4

FACTEUR DE TRANSMISSION (TENANT COMPTE DE L'ABSORPTION ET DE LA RÉFLEXION)

DE 1,2,3 ET 4 VITRAGES DE TROIS TYPES DIFFÉRENTS

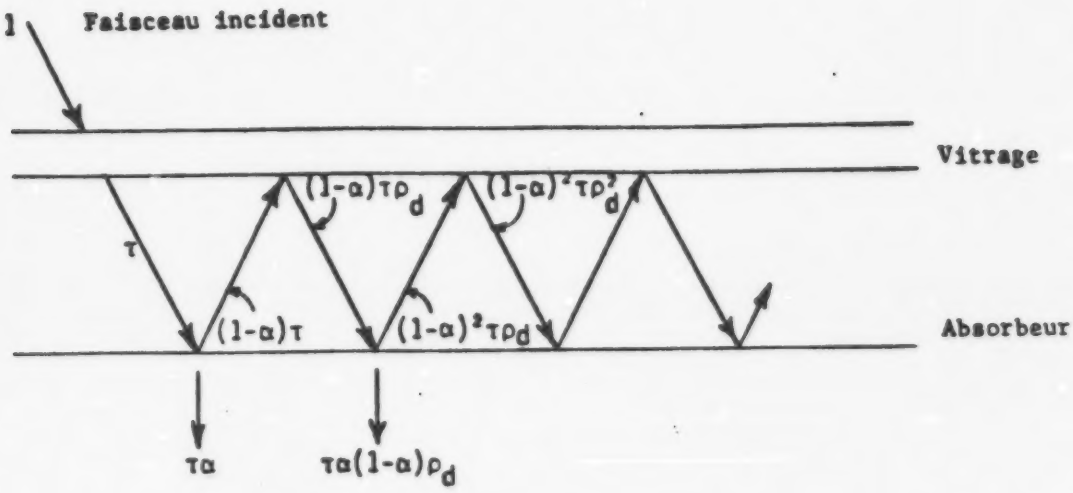


FIGURE 3.2.5

INTERACTION ENTRE LE VITRAGE

ET L'ABSORBEUR

La fraction réelle du faisceau incident qui est absorbée est donnée par la somme des termes d'absorption.

$$(\alpha\tau) = \alpha\tau \sum_{j=0}^{\infty} \left[(1-\alpha)\ \rho_d\right]^j \qquad \text{(éqn 3.2.8)}$$

$$= \frac{\alpha\tau}{1-(1-\alpha)\ \rho_d}$$

où ρ_d est le facteur de réflexion de la surface inférieure des vitrages pour le rayonnement diffus, approximativement égal à $\rho\ (60^\circ)$.

On donne au tableau 3.2.2 le facteur d'absorption de plusieurs revêtements.

TABLEAU 3.2.2

COMPARAISON DE REVÊTEMENTS POUR ABSORBEURS

Revêtement	Facteur d'absorption solaire	Facteur d'émission infrarouge	Rapport des facteurs d'absorption et d'émission
Black Velvet 3M	0,98	0,90	1,1
Noir mat Cat-a-loc	0,97	0,86	1,1
Noir mat Sicon	0,96	0,83	1,2
Noir Parson's	0,98	0,92	1,1
Black Chrome Duramir BK	0,97	0,73	1,3
Noir au nickel sur acier poli	0,92	0,11	8,4
Noir au nickel sur fer galvanisé	0,89	0,12	7,4
Noir au nickel, 2 couches, sur nickel électroplaqué sur acier	0,94	0,07	13,0
CuO sur nickel	0,81	0,17	4,8
Co_3O_4 sur argent	0,90	0,27	3,3
CuO sur aluminium	0,93	0,11	8,5
Noir au Cu sur cuivre	0,89	0,17	5,2
Ébanol C sur cuivre	0,90	0,16	5,6
CuO sur aluminium anodisé	0,85	0,11	7,7
Cristaux de PbS sur aluminium	0,89	0,20	4,5

Exemple 3.1

Trouver $(\alpha\tau)$ de deux vitrages fabriqués du même verre de haute qualité des deux exemples précédents en interaction avec un absorbeur peint d'un revêtement Black Velvet de 3M.

Solution

Pour deux vitrages

$$\tau_{r,2} = \frac{1-r}{1+(2N-1)r}$$

$$= \frac{1-.0434}{1+(4-1).0434}$$

$$=0,846$$

$$\tau = \tau_{r,2}\,\tau_{\alpha}^{2}$$

$$=0,846 \times (.987)^{2}$$

$$=0,825$$

$\alpha = 0,98$ (du tableau 3.2.2)

et $\rho \cong \tau_{\alpha} - \tau$

D'après la figure 3.2.4, pour KL = 0,0128 et un angle d'incidence de 60°, $\tau = 0,73$ pour un vitrage double.

$$\tau_{\alpha} = \varepsilon^{-KL}$$ (éqn 3.2.6)

$$=0,99$$

Par conséquent, $\rho_d = 0,99-0,73 = 0,26$

$$(\alpha\tau) = \frac{\alpha\tau}{1-(1-\alpha)\,\rho_d}$$

$$= \frac{0,98 \times .825}{1-(1-0.98).26}$$ (éqn 3.2.8)

$$=0,813$$

3.3 ÉCHANGE THERMIQUE DANS LES CAPTEURS PLANS

3.3.1 . Introduction

L'énergie utile fournie par un capteur plan est donnée par la formule suivante:

(éqn 3.3.1)

où S = énergie absorbée par unité de surface

$= (\alpha\tau) I_T$

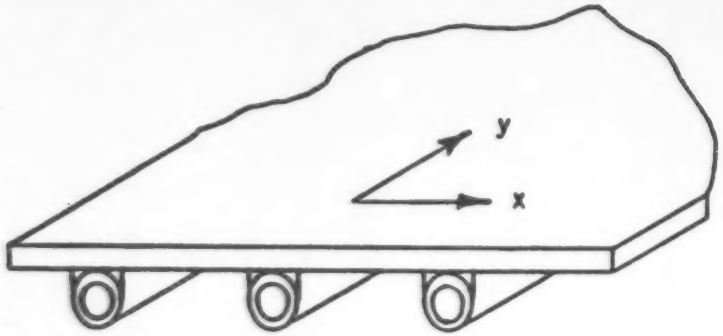
U_L = coefficient de perte thermique totale

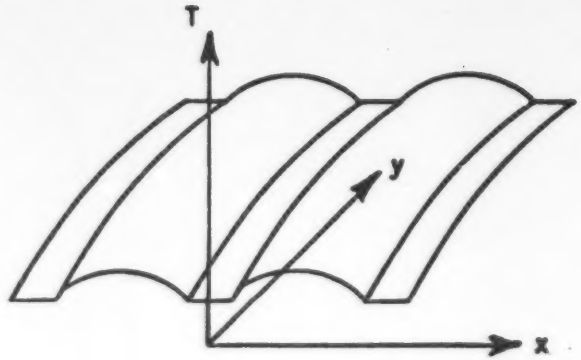
$T_{p,m}$ = température moyenne de l'absorbeur

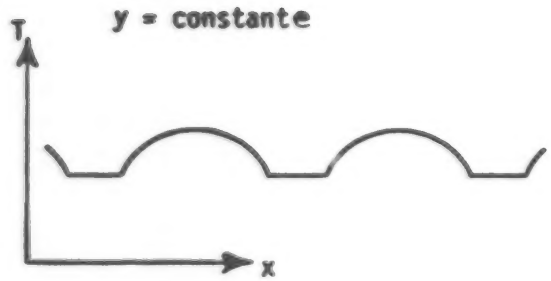
Ta = température ambiante

et A_c = superficie du capteur.

Le principal problème de notre analyse de l'échange thermique dans les capteurs consiste à exprimer l'équation ci-dessus en fonction de la température à l'entrée qui est connue plutôt qu'en fonction de la température moyenne de l'absorbeur qui est inconnue. La figure 3.3.1 montre la distribution de la température sur l'absorbeur. La variation de la température est aussi complexe dans le sens de la longueur que dans le sens de la largeur de l'absorbeur. D'après cette figure, on peut voir







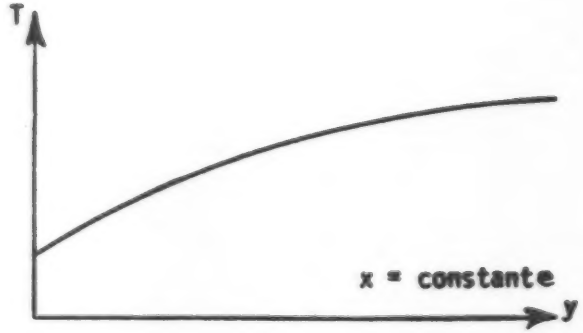


FIGURE 3.3.1

DISTRIBUTION DE LA TEMPÉRATURE SUR L'ABSORBEUR

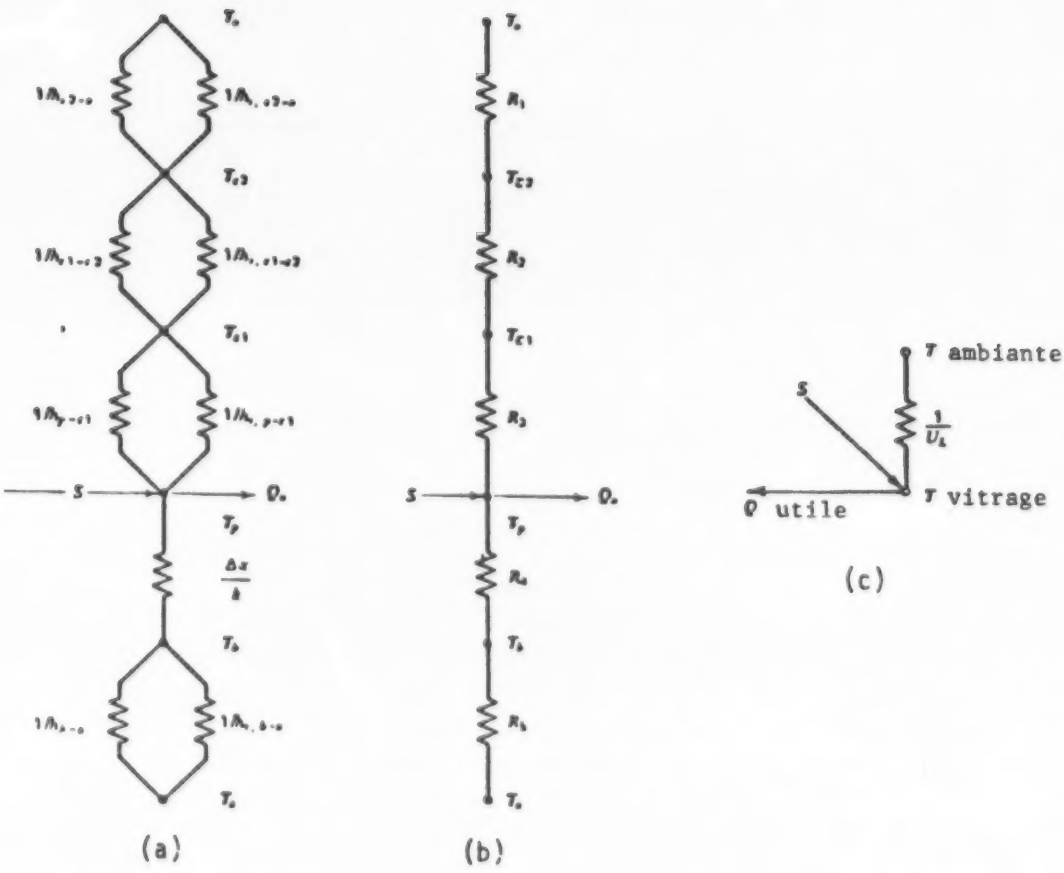


FIGURE 3.3.2

SCHÉMAS DES RÉSISTANCES THERMIQUES D'UN CAPTEUR PLAN

À DEUX VITRAGES

a) résistances à la convection, à la conduction et au rayonnement

b) résistances entre les vitrages

c) coefficient de perte totale

que la température moyenne de l'absorbeur serait très difficile à mesurer ou à prévoir en situation réelle de fonctionnement.

3.3.2 Coefficient de perte thermique du capteur

L'échange thermique par rayonnement entre deux vitrages parallèles est donné par

$$\frac{Q_r}{A} = \frac{\sigma (T_2^4 - T_1^4)}{\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{1}{\varepsilon_2} - 1} \qquad \text{(éqn 3.3.2)}$$

On peut définir le coefficient d'échange thermique par rayonnement suivant

$$h_r = \frac{\sigma(T_2 + T_1)\,(T_2^2 + T_1^2)}{\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{1}{\varepsilon_2} - 1} \qquad \text{(éqn 3.3.3)}$$

si bien que $Q_r = h_r A(T_2 - T_1)$ (éqn 3.3.4)

Pour l'échange par rayonnement avec le ciel, on a

$$Q_r = \varepsilon A \sigma\,(T^4_{ciel} - T^4) \qquad \text{(éqn 3.3.5)}$$

Comme $h_r = \dfrac{\varepsilon\sigma(T_{ciel} + T)\,(T^2_{ciel} + T^2)(T - T_{ciel})}{(T - T_{amb})}$ (éqn 3.3.6)

on peut écrire

$$Q_r = h_r\, A\, (T - T_{amb})$$

Remarquer que ces coefficients d'échange thermique par rayonnement ne sont pas constants. Ils varient avec la température des corps radiants. Naturellement, les coefficients d'échange thermique par convection varient aussi avec la température, mais pas autant que les premiers. Par conséquent, lorsque le rayonnement est un facteur important d'échange thermique, il est peu probable que le flux thermique varie linéairement avec la différence de température, pour une vaste plage de températures.

Les résistances thermiques d'un capteur solaire peuvent être caractérisées comme à la figure 3.2.2a) et simplifiées comme dans les figures 3.3.2b et 3.3.2c).

$$\text{Donc } U_L = U_t + U_b$$

$$\text{où } U_t = \frac{1}{R_1 + R_2 + R_3} \qquad \text{(éqn 3.3.7)}$$

$$\text{et } U_b = \frac{1}{R_4 + R_5}$$

chacune des résistances thermiques comprenant les résistances en parallèle au rayonnement et à la convection selon la formule

$$R = \frac{1}{h_r + h_c}$$

D et B présentent, aux pp. 207-209, une série de graphiques semblables à ceux de la figure 3.3.3, pour les coefficients de perte vers le haut, dans divers cas.

La figure 3.3.4 illustre les flux thermiques et la température du vitrage dans les conditions suivantes:

$T_{absorbeur} = 100\ ^{o}C$

$T_{ambiante} = T_{ciel} = 10\ ^{o}C$

Espacement vitrage-absorbeur = 25 cm

Inclinaison = 45°

$h_{vent} = 10 W/m^2,^{o}C$

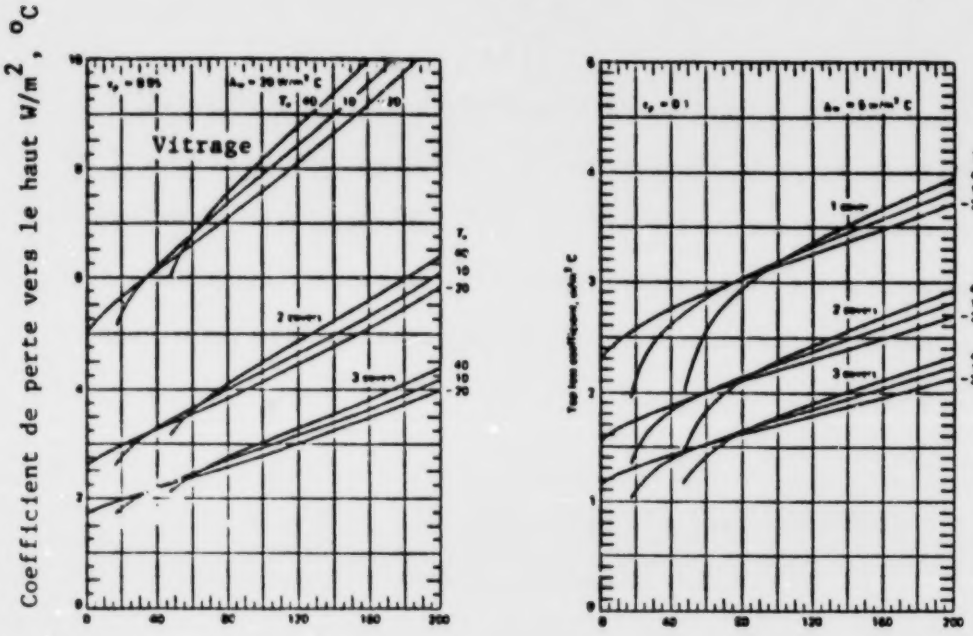


FIGURE 3.3.3

COEFFICIENT DE PERTE VERS LE HAUT

EN FONCTION DE LA TEMPÉRATURE DES VITRAGES

ε = .95 ε = .10

1

i rage(s)

2

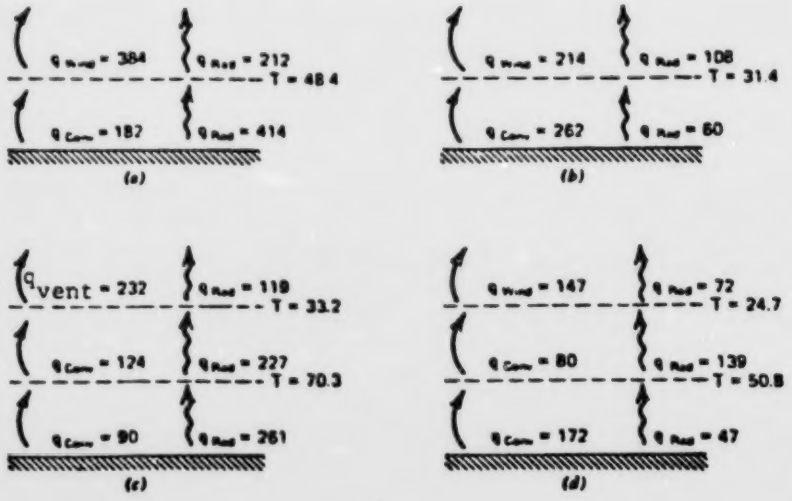


FIGURE 3.3.4

FLUX THERMIQUES TYPES

ET TEMPÉRATURE DES VITRAGES

La figure 3.3.5 montre les effets de l'espacement vitrage-absorbeur, du facteur d'émission et de la température de l'absorbeur sur U_L. Il est intéressant de remarquer que la température de l'absorbeur a un effet important sur U_L, même pour une surface sélective où les pertes par rayonnement sont minimisées. Remarquer aussi que U_L est minimal pour un espacement compris entre 10 et 15 cm.

3.3.3 Distribution de la température sur l'absorbeur d'un capteur à liquide classique

3.3.3.1 Distribution de la température perpendiculairement à l'écoulement

L'absorbeur est un radiateur (ailette) échangeant la chaleur avec les tubes refroidisseurs, et son comportement thermique est comparable à celui de toute autre ailette. Le rendement d'une ailette est défini comme suit:

F = (gain thermique réel)/(gain thermique lorsque toute l'ailette est à la même température de base)

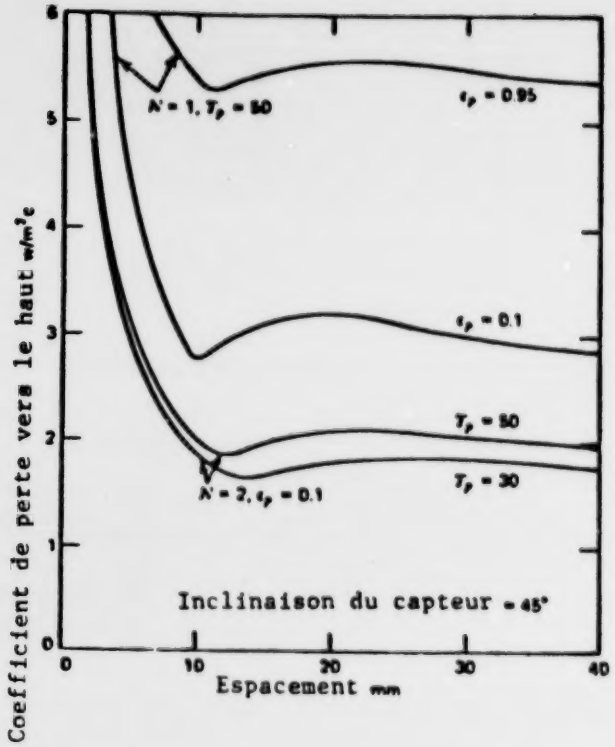


FIGURE 3.3.5

VARIATION DU COEFFICIENT DE PERTE VERS LE HAUT

EN FONCTION DE L'ESPACEMENT VITRAGE-ABSORBEUR

F tend vers 1 lorsque l'ailette est courte ou épaisse, ou lorsque sa conductivité thermique tend vers l'infini.

D'après la notation de la figure 3.3.6, le rendement d'une ailette est donnée par

$$F = \frac{\tanh [m(W-D)/2]}{m(W-D)/2} \qquad \text{(éqn 3.3.8)}$$

où $m = (U_L/k\delta)^{0.5}$

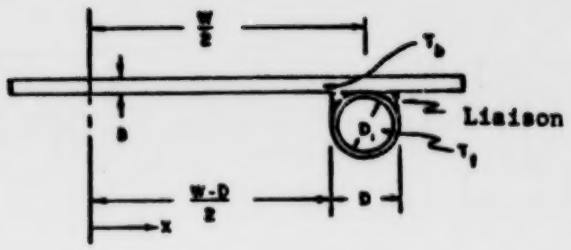


FIGURE 3.3.6

NOMENCLATURE POUR L'ANALYSE DES AILETTES

La figure 3.3.7 montre la variation de F en fonction de m(W-D)/2.

Le rendement du capteur, F', est défini comme le rapport du gain réel d'énergie utile au gain d'énergie lorsque l'absorbeur est à la température du fluide. Le rendement du capteur est donné par

$$F' = \frac{1/U_L}{W\left[\frac{1}{U_L[D+(W-D)F]} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{\pi D_i h_{f,i}}\right]} \quad \text{(éqn 3.3.9)}$$

C_b est un coefficient de liaison entre l'absorbeur et les tubes refroidisseurs (exprimé en $W/^oC$ par mètre de longueur de tube) si bien que $1/C_b$ est la résistance thermique entre l'absorbeur et le tube par unité de longueur de tube; $h_{f,i}$ est le coefficient d'échange thermique par convection à l'intérieur des tubes, si bien que $\frac{1}{\pi D_i h_{f,i}}$ est la résistance thermique entre le tube et le fluide par unité de longueur de tube. L'expression $D+(W-D)F$ est le pas des tubes, avec correction tenant compte du rendement des ailettes, F, du fait qu'il existe des résistances thermiques entre certaines parties de l'absorbeur et les points de liaison des tubes. Donc $\frac{1}{U_L[D+(W-D)F]}$ est la résistance thermique entre l'environnement et les points

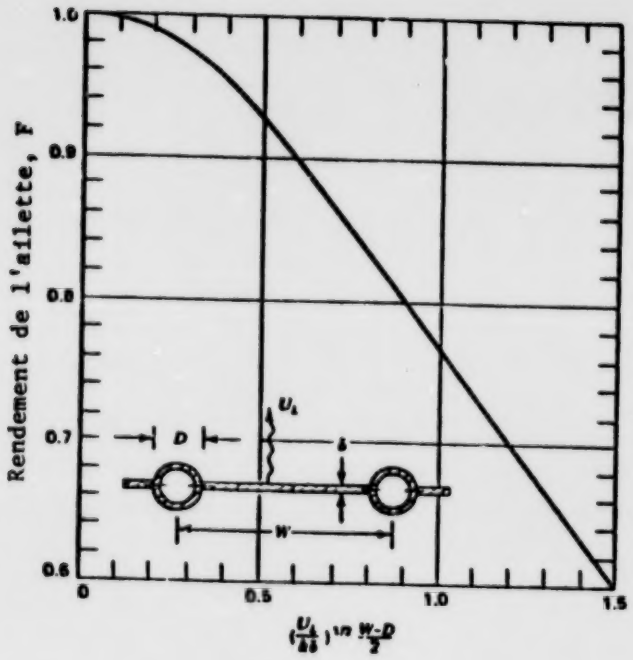


FIGURE 3.3.7

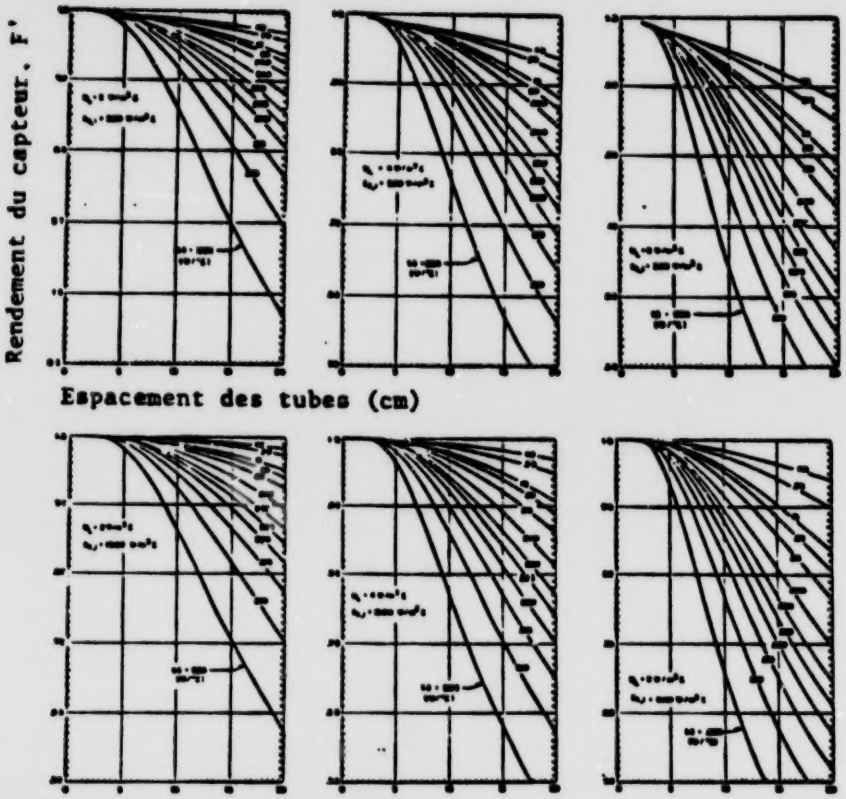
VARIATION DU RENDEMENT

D'UNE AILETTE EN FONCTION DE

M(W-D)/2

de liaison des tubes (par unité de longueur de tube). Par conséquent F' = R_L.Ro où R_L est la résistance thermique entre l'absorbeur et l'environnement, et Ro, la résistance thermique entre le tube et l'environnement.

La figure 3.3.8 montre la variation de F' en fonction de l'espacement des tubes, de U_L, de $h_{f,i}$ et de kδ pour des tubes de 20 mm de diamètre. Duffie et Beckman présentent des données analogues pour des tubes de 10 mm à la figure 6.5.4, pp. 219-221 de leur libre.



Rendement F' d'un capteur en fonction de l'espacement de tubes de 2 cm de diamètre dans différentes conditions.

FIGURE 3.3.8

3.3.3.2 Distribution de la température parallèlement à l'écoulement

La performance thermique d'un capteur solaire est réduite non seulement parce que la température de l'absorbeur augmente entre les tubes refroidisseurs, mais aussi parce que la température du fluide et, par conséquent, celle de l'absorbeur, augmentent de l'entrée à la sortie des tubes. Au fur et à mesure que la température du fluide augmente, le rendement local et, par conséquent, le gradient de température diminuent, entraînant un profil thermique semblable à celui de la figure 3.3.9.

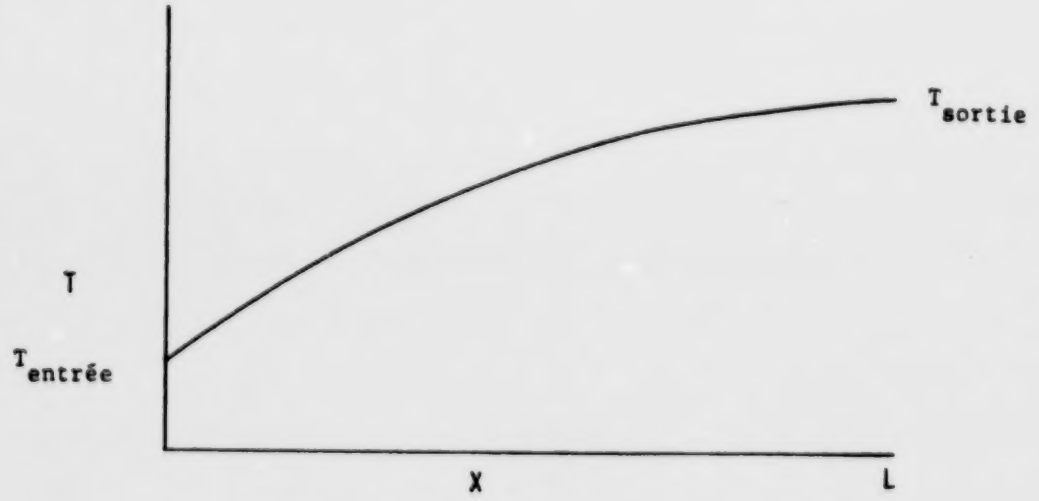


FIGURE 3.3.9

TEMPÉRATURE DU FLUIDE EN FONCTION

DE LA POSITION LE LONG DU TUBE

Pour tenir compte de cette baisse de rendement, nous introduisons le facteur d'écoulement

F" = (gain d'énergie)/(gain d'énergie lorsque la température du fluide est partout égale à la température à l'entrée).

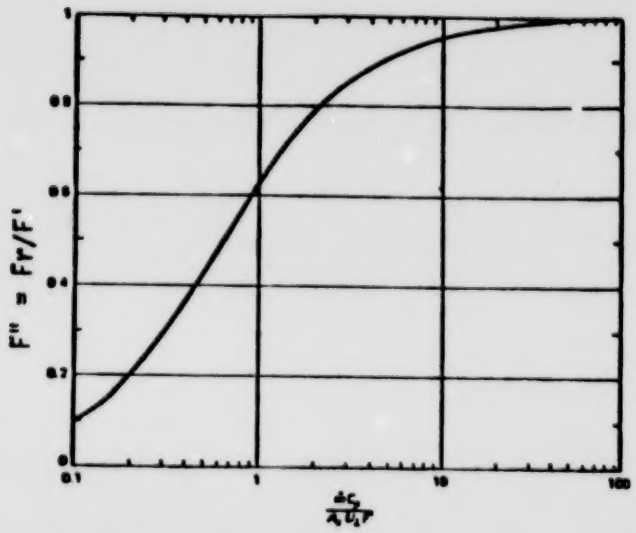
Il est évident que si le taux de variation de la capacité thermique du fluide, $\dot{m}C_p$, était très important, F" tendrait vers 1.

On peut montrer (voir D et B, section 6.7) que

$$F'' = \frac{1}{B}\left(1 - e^{-z}\right) \qquad \text{(éqn 3.3.10)}$$

où $B = \dfrac{A_c F' U_L}{\dot{m} C_p}$

La figure 3.3.10 montre la variation de F" en fonction de $\frac{1}{B}$.



Facteur d'écoulement F" d'un capteur en fonction de $\dot{m}C_p/A_cU_LF'$

FIGURE 3.3.10

La combinaison des deux principes précédents permet d'introduire la notion de facteur d'extraction thermique d'un capteur

$$F_R = F'F" \qquad \text{(éqn 3.3.11)}$$

C'est le rapport du gain d'énergie utile réel au gain d'énergie utile lorsque tout l'absorbeur est à la température d'entrée du fluide. La combinaison des équations 3.3.10 et 3.3.11 donne

$$F_R = \frac{m\ C_P}{A_c U_L}\left(1 - e^{-A_c U_L F'/m\ C_P}\right) \qquad \text{(éqn 3.3.12)}$$

En introduisant F_R dans l'équation 3.3.1, on obtient

$$Qu = A_C F_R \left[S - U_L (T_{f,i} - Ta)\right] \qquad \text{(éqn 3.3.13)}$$

où $S = G_T (\alpha\tau)$

Toutefois, il faut encore corriger cette équation puisque, lorsque $(\alpha\tau)$ a été évalué, l'effet du rayonnement absorbé par les vitrages sur leur température n'a pas été pris en compte. Cette légère augmentation de la température diminue les pertes de l'absorbeur. On peut en tenir compte en introduisant le produit effectif des facteurs de transmission et d'absorption

$$(\alpha\tau)_e = (\alpha\tau) + (1 - \tau_{a,1})\, a_1$$

$$+ (1 - \tau_{a,2})\, a_2 \tau_1 + (1 - \tau_{a,3})\, a_3 \tau_2 + \ldots\ldots \qquad \text{(éqn 3.3.13)}$$

où a_i est le rapport du coefficient de perte vers le haut au coefficient de perte du $i^{ème}$ vitrage par rapport à l'atmosphère. Par exemple, pour un vitrage unique en verre à faible teneur en fer au-dessus d'une surface peinte en noir,

$$(\alpha\tau)_e = (\alpha\tau) + (1 - \tau_a)\, a_1$$

$$= (.98 \times .906) + (1 - .988)\ .427$$

$$= .888 + .005$$

$$= .893$$

Dans ce cas, la correction est du même ordre de grandeur que les tolérances signalées dans les spécifications. Cette correction devient importante seulement pour les capteurs à double vitrage fortement absorbant.

L'équation 3.3.13 s'écrit maintenant

$$Q_u - A_C F_R G_G \quad (\alpha\tau)_e - A_C F_R U_L \, (T_{f,i} - T_a)$$

(éqn 3.3.14)

3.3.4 Autres géométries de capteur

L'analyse de la section 3.3.3 vaut pour un capteur plan à liquide de conception classique. Une approche analogue peut être suivie pour bien d'autres géométries. Il est habituellement possible d'exprimer les résultats sous une forme analogue, les expressions de F' et F_r étant légèrement différentes. D et B présentent les résultats de telles analyses à la section 6.12, p. 236.

La géométrie avec serpentin est utilisée dans l'un des capteurs à liquide du PAUES. D et B, dans l'exemple 6.12.1, présentent une analyse de F_r pour un capteur à serpentin. Un capteur à tubes parallèles de mêmes dimensions, matériaux et débit massique, aurait environ la même valeur de F_r, mais la perte de charge pour maintenir ce débit serait considérablement moindre.

En général, les capteurs à air ont des valeurs de F_r inférieures à celles des capteurs à liquide, parce que la chaleur spécifique, le débit massique et le coefficient d'échange thermique de l'air sont inférieurs. Toutefois, un capteur à air utilisant un absorbeur poreux peut avoir un F_r très proche de 1. D et B présentent à la figure 6.12.i, p. 239, un tel capteur. Un des capteurs à air du PAUES utilise cette géométrie.

3.4 PERFORMANCE THERMIQUE DES CAPTEURS PLANS

La norme ASHRAE 93-77 prescrit la méthode normalisée d'évaluation de la performance thermique des capteurs plans. (Remarquer que cette norme est actuellement en révision et qu'une nouvelle version sera publiée en 1983). Cette méthode normalisée est fondée sur l'analyse de l'échange thermique de la section 3.3.

Le rendement d'un capteur plan est défini par

$$\eta = Q_u A_c G_t \qquad \text{(éqn 3.4.1)}$$

En substituant Q par son expression dans l'équation 3.3.14, on obtient

$$\eta = F_R (\alpha\tau)_e - F_R U_L \frac{T_{f,i} - T_a}{G_t}$$

$F_R(\alpha\tau)_e$ et $F_R U_L$ sont des propriétés du capteur qui varient légèrement avec la température. L'expression $(T_{f,i} - T_a)/G_t$ dépend seulement des conditions extérieures au capteur. Par conséquent, pour tout capteur, le rendement peut être représenté par une équation de la forme $\eta = a + bx$ d'ordonnée à l'origine $a = F_R(\alpha\tau)_e$ et de pente $b = F_R U_L$. L'abscisse $(T_{f,i} - T_a)G_t$ regroupe toutes les variables extérieures en une seule.

À la figure 3.4.1, on présente une courbe type de rendement selon la norme ASHRAE 93-77; la courbe a été établie par un lissage linéaire de quatre ensembles de quatre points expérimentaux, mesurés sur une grande plage de valeurs de $(T_{f,i} - T_a)/G_t$. Il est important de remarquer que la courbe de rendement vaut pour une grande surface, si bien que les pertes dues au rayonnement frappant le cadre du capteur au lieu du vitrage diminue le rendement apparent. Les essais ASHRAE 93-77 de performance thermique sont effectués avec un rayonnement sous incidence normale, si bien qu'il faut aussi mesurer "la correction pour l'angle d'incidence", afin de pouvoir tenir compte des pertes par réflexion supérieures aux angles s'écartant de la normale. La figure 3.4.2 montre une courbe typique de cette correction.

La correction pour l'angle d'incidence est définie comme suit:

$$K_{\alpha\tau} = (\alpha\tau) / (\alpha\tau)$$

de sorte que la quantité d'énergie utile récupérée devient:

$$Qu = A_C F_R \left[G_T K_{\alpha\tau}(\alpha\tau)_n - U_L(T_i - T_a)\right]$$

La variation de $K_{\alpha\tau}$ en fonction de l'angle d'incidence, θ, peut être exprimée sous la forme approchée

$$K_{\alpha\tau} = 1 + b_o\ (1/\text{Cos}\ \theta - 1)$$

où b_o est une constan e, appelée coefficient de correction pour l'angle d'incidence, qui peut être déterminée expérimentalement pour chaque capteur.

L'Association des industries solaires du Canada publie des descriptions de tous les capteurs solaires admissibles au PAUES. À la dernière page de chaque description sont produits les résultats d'un essai ASHRAE 93-77 du capteur. Ils ne sont valables que pour le même fluide caloporteur et le même débit. UNIES Ltd. a préparé un ensemble de graphiques pour l'Administration des programmes solaires qui sera publié bientôt et qui fournira des facteurs de correction pour une gamme de fluides courants et de débits.

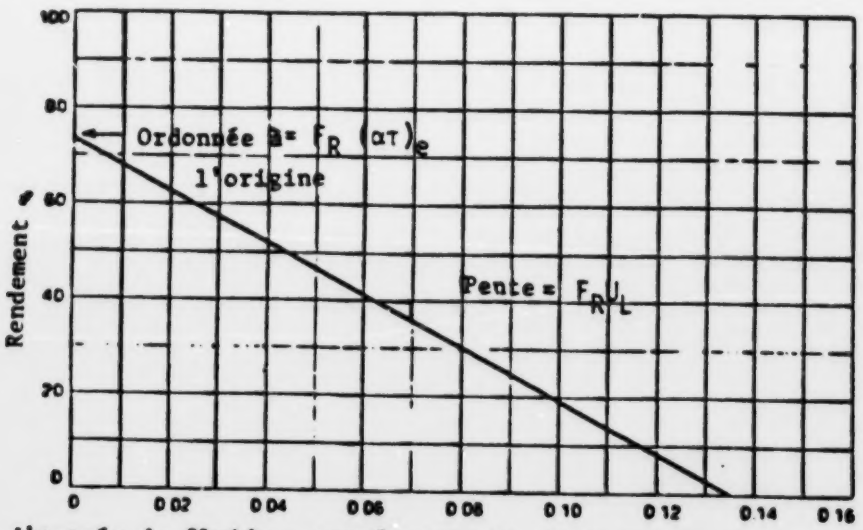


FIGURE 3.4.1

COURBE DE RENDEMENT D'UN CAPTEUR

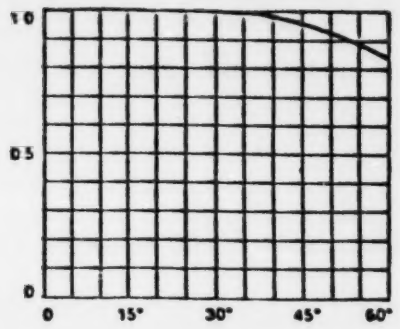


FIGURE 3.4.2

CORRECTION POUR L'ANGLE D'INCIDENCE

Exemple

Un capteur solaire est muni d'un absorbeur de cuivre de 0,5 mm d'épaisseur, revêtu du Black Velvet 3M. Il est recouvert d'un double vitrage en verre extra-blanc (faible teneur en fer). Les tubes refroidisseurs ont 2 cm de diamètre et sont espacés de 15 cm. Le capteur est incliné à 45°. Le coefficient d'échange thermique dû au vent est de 10 $W/m^2\ ^oC$. La température ambiante est de 10 ^oC; la température d'entrée du fluide est de 40 ^oC; le caloporteur est de l'eau circulant à raison de 3,5 L/min. Le coefficient d'échange thermique à l'intérieur des tubes est de 1 500 $W/m^2\ ^oC$ et la superficie du capteur est de 1,7 m^2. Le coefficient de perte arrière est de 1 $W/m^2\ ^oC$. Trouver les valeurs prévues de $F_R(\alpha\tau)$ et $F_R U_L$.

Solution

D'après les exemples précédents, pour cet ensemble absorbeur-vitrage, $(\alpha\tau) = 0,82$.

Pour le cuivre, $K = 386$ W/m.°C $\therefore K\delta = 386 \times 0,0005 = 0.193$ W/°C.

D'après la figure 6.4.4(b) de la page 207 de D et B, $U_{haut} = 3 W/m^2.°C$.

Par conséquent $U_L = U_{haut} + U_{arrière}$

$= 3 + 1$

$= 4.0 W/m^2.°C$

$$et \left(\frac{U_L}{K\delta}\right)^{\frac{1}{2}} \frac{W-D}{2} = \left(\frac{4}{0.193}\right)^{\frac{1}{2}} \times \frac{0.13}{2}$$

$= 0.2959$

D'après la figure 3,3,7, $F = 0,9718$

$$F' = \frac{1/U_L}{W\left[\frac{1}{U_L(D+(W-D)F} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{\pi D_i h_{f,i}}\right]}$$

$$= \frac{1/4}{0,15\left[\frac{1}{4\ (0.02 + 0.13 \times 0.9718)} + 0 + \frac{1}{\pi \times 0.02 \times 1500}\right]}$$

$$= \frac{0,25}{0.15\ \ 1.7084 + 0.0106}$$

$= 0.9695$

$$\therefore (\dot{m}\ C_p/U_L F^1 A_C) = \frac{3500/60 \times 4.184}{4.0 \times 0.9695 \times 1.7}$$

$= 37.02$

D'après la figure 3.3.9. $F'' = 0.9866$

$\therefore F_R = F'F'' = 0.9695 \times 0.9866$

$= 0.957$

$\therefore F_R(\alpha\tau) = 0.957 \times 0.83$

$= 0.79$

et $F_R U_L = 0.957 \times 4.0$

$= 3.9 \text{ W/m}^2.^\circ\text{C}$

Problème

Soit un capteur solaire avec absorbeur fait d'une tôle d'acier de 1 mm d'épaisseur. La surface absorbante est du noir au nickel. L'espacement des tubes est de 15 cm et leur diamètre, 2 cm. Le capteur a un seul vitrage fait de mylar d'une épaisseur de 0.014 po. Le débit massique de l'eau est de 2 L/min et le coefficient d'échange thermique à l'intérieur des tubes est de 300 $\text{W/m}^2.^\circ\text{C}$. La superficie du capteur est de 1.7 m^2. Trouver $F_R(\alpha\tau)$ et $F_R U_L$.

3.5 PERFORMANCE D'UN GROUPE DE CAPTEURS

L'analyse ci-dessus s'applique aux capteurs individuels. Lorsque les capteurs sont reliés en parallèle, le caloporteur entre dans les capteurs à la même température, si bien que la même analyse est valable. Lorsque les capteurs sont reliés en série, la température du caloporteur

augmente à travers chaque capteur, et l'analyse ne s'applique plus. Par conséquent, les résultats obtenus ci-dessus doivent être modifiés.

Un des fabricants de capteurs reconnu dans le PAUES, Nortec Solar Industries Inc., fournit dans sa publicité un graphique qui permet de corriger la performance de capteurs lorsqu'ils sont montés en série. Lorsque cette information n'est pas disponible, il est possible de corriger la performance de capteurs en supposant que deux capteurs en série ont la même performance qu'un seul capteur avec un débit de moitié. On traitera, dans la partie 2 du présent cours, de méthodes permettant d'effectuer cette correction.

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre			Page
4	SYSTÈMES À LIQUIDE		4-1
	4.1	TYPES DE SYSTÈMES	4-1
	4.2	FACTEURS DE CONCEPTION GÉNÉRAUX	4-16
	4.2.1	Extraction de la chaleur stockée en fonction de l'utilisation	4-16
	4.2.2	Protection contre les températures élevées	4-16
	4.2.3	Stratification thermique	4-17
	4.2.4	Dimensions du système	4-19
	4.2.5	Disposition et orientation des capteurs	4-20
	4.2.6	Montage sur le toit	4-20
	4.2.7	Dimensionnement de la tuyauterie	4-21
	4.2.8	Disposition de la tuyauterie	4-22
	4.2.9	Dilatation thermique	4-25
	4.2.10	Corrosion galvanique	4-25
	4.2.11	Accessoires de plomberie	4-26

LISTE DES FIGURES

Figure		Page
4.1.1	CHAUFFE-EAU SOLAIRE À CHAUFFAGE DIRECT DE TYPE À THERMOSIPHON	4-2
4.1.2	CHAUFFE-EAU SOLAIRE À CHAUFFAGE DIRECT DE TYPE À CIRCULATION PAR POMPE	4-5
4.1.3	CHAUFFE-EAU SOLAIRE À VIDANGE TEMPORAIRE PAR GRAVITÉ	4-8
4.1.4	CHAUFFE-EAU SOLAIRE À CHAUFFAGE DIRECT DE TYPE À CIRCULATION PAR POMPE AVEC VIDANGE AUTOMATIQUE	4-9
4.1.5	SYSTÈME À DEUX FLUIDES	4-13
4.2.1	EMPLACEMENT DES CAPTEURS DANS UN SYSTÈME TYPE DE CHAUFFAGE À LIQUIDE	4-18
4.2.2	DISPOSITION DE LA TUYAUTERIE POUR ÉQUILIBRER LES DÉBITS DANS LES CAPTEURS D'UN PANNEAU SOLAIRE	4-24
4.2.3	POINTS UTILES DE MONITORAGE DANS UN SYSTÈME D'ÉNERGIE SOLAIRE À LIQUIDE	4-27

CHAPITRE 4

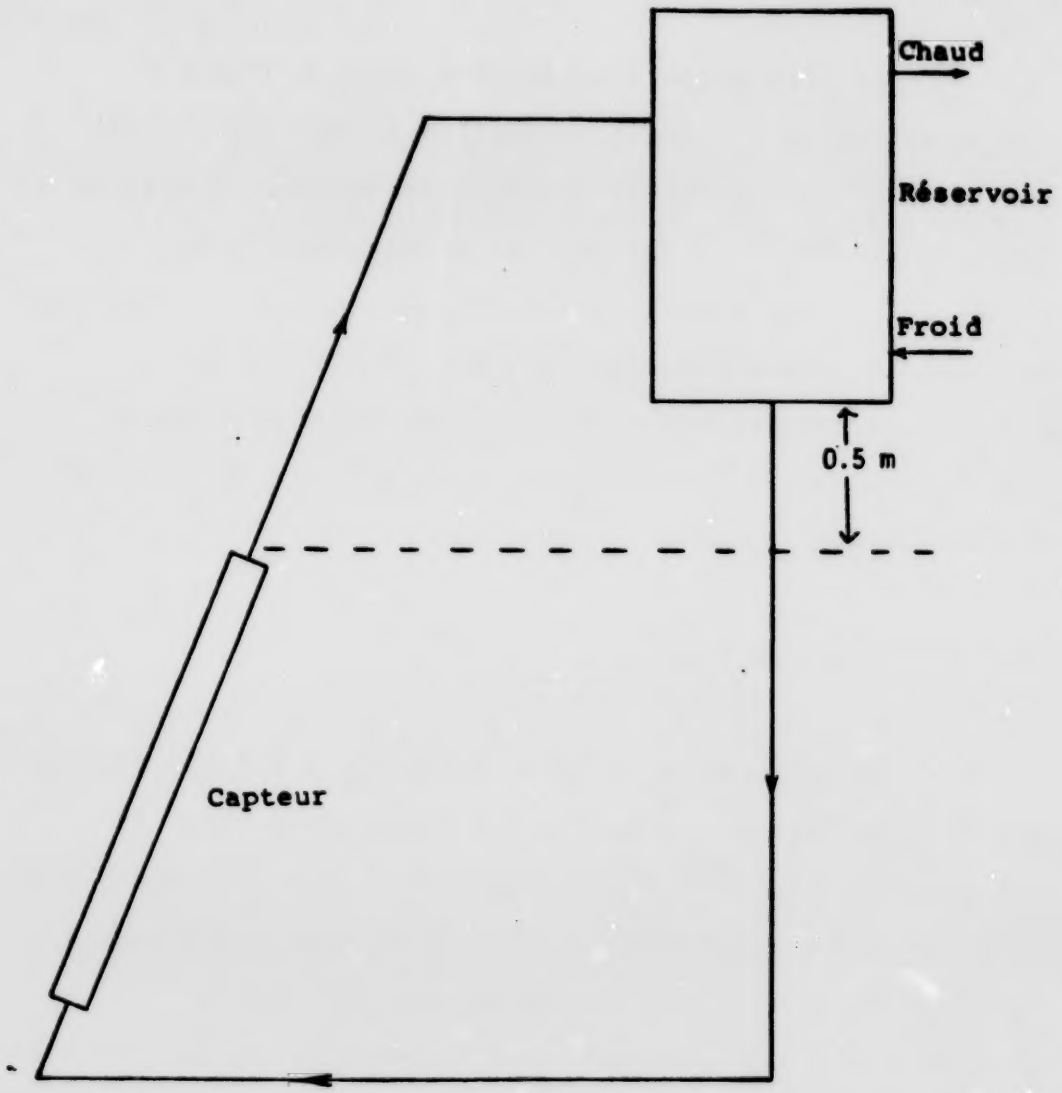
SYSTÈMES À LIQUIDE

La conception d'un système solaire dépend de l'utilisation de l'énergie recueillie et des conditions physiques et environnementales dans lesquelles le système fonctionne.' Les utilisations les plus courantes de l'énergie solaire sont le chauffage des locaux, le chauffage de l'eau et le chauffage des piscines. Les systèmes solaires de réfrigération cyclique par absorption sont disponibles dans le commerce, mais ne sont pas étudiés ici du fait de leur rendement médiocre.

4.1 TYPES DE SYSTÈMES

L'utilisation la plus simple de l'énergie solaire est le chauffage direct passif de l'eau. Ces types de systèmes vont des réservoirs d'eau extérieurs en métal, avec ou sans vitrage pour réduire les pertes thermiques, que l'on trouve partout sous les tropiques, aux systèmes à thermosiphon. Ces systèmes sont vulnérables au gel, si bien que leur utilisation au Canada est limitée à la période estivale.

Le principe du thermosiphon (figure 4.1.1) peut être exploité dans un système sous pression ou dans un système ouvert. Le rayonnement solaire chauffe l'eau d'un



Chauffe-eau solaire à chauffage direct de type à thermosiphon

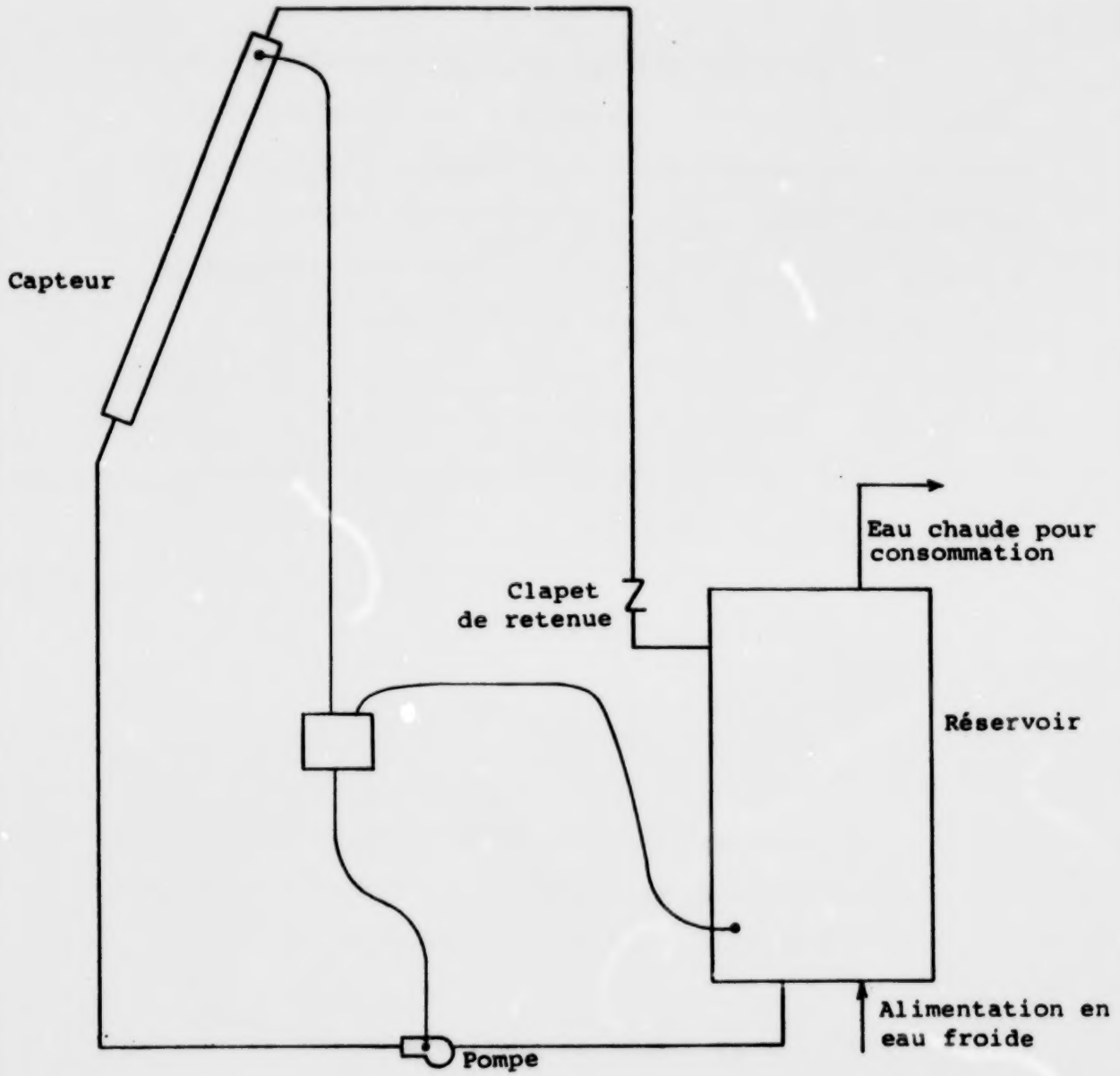
Figure 4.1.1

capteur qui monte par convection jusqu'au sommet d'un réservoir entièrement situé au-dessus du capteur. L'eau froide du fond du réservoir est acheminée vers le bas du capteur. Le fond du réservoir doit se trouver à au moins 0,5 m au-dessus du sommet du capteur. Cette différence de hauteur et une longueur aussi courte que possible de conduites bien isolées favorisent la convection et limitent l'élévation de température dans le capteur, améliorant ainsi son efficacité. Si le capteur n'est pas placé immédiatement sous le réservoir et que sa température devient inférieure à celle du réservoir, le courant de convection s'inverse, causant des pertes importantes d'énergie.

Ce système assure une très bonne stratification thermique dans le réservoir, si bien que le capteur est alimenté seulement en eau la plus fraîche du réservoir, l'eau la plus chaude étant disponible pour la consommation. Au fur et à mesure que le rayonnement solaire s'intensifie, la vitesse de circulation augmente. Des essais comparatifs ASHRAE montrent que les systèmes à thermosiphon sont plus efficaces que les systèmes à circulation forcée, en grande partie du fait que ces derniers comportent des zones mortes et des imprécisions dans le réglage des commandes.

La principale difficulté avec les chauffe-eau à thermosiphon est la position relative du réservoir et des capteurs qui est critique. La solution la plus simple consiste à installer une pompe de circulation (figure 4.1.2). Les commandes de la pompe peuvent se limiter à de simples capteurs thermiques placés dans les capteurs solaires, mais pour obtenir un fonctionnement plus efficace, il serait bon d'utiliser un comparateur de température avec capteurs dans le réservoir et dans les capteurs solaires. Si les capteurs solaires sont placés au-dessus du réservoir, il faut placer un clapet de retenue pour éviter les pertes thermiques provoquées par l'inversion de la circulation, du réservoir vers les capteurs, lorsque la pompe est arrêtée.

Les systèmes ci-dessus sont des <u>systèmes à chauffage direct</u>: l'eau est chauffée directement dans les capteurs. Les systèmes directs tels que ceux-là nécessitent une certaine forme de protection contre le gel au Canada. La vidange temporaire et la vidange permanente peuvent assurer ce type de protection par vidange automatique de toute l'eau des composants du système exposés à l'extérieur lorsque la température approche le point de congélation ou lorsque le système ne fonctionne pas. Un système doit être fiable pour un fonctionnement à long terme.



Chauffe-eau solaire à chauffage direct de type à circulation par pompe

FIGURE 4.1.2

Un <u>système à vidange temporaire</u> (figure 4.1.3) comporte habituellement un réservoir qui n'est pas sous pression. Les canalisations sont mises à l'atmosphère et inclinées de façon que le caloporteur descend dans le réservoir lorsque la pompe ne fonctionne pas. Lorsque la pompe démarre, le système se remplit de nouveau de caloporteur.

Voici les avantages des systèmes à vidange temporaire:

1) protection contre le gel

2) commandes simples

3) utilisation possible de l'eau comme caloporteur. L'eau est bon marché et ne se dégrade pas avec l'utilisation

4) bon rendement en chauffage direct

5) système mécaniquement plus simple et, par conséquent, meilleur marché que d'autres systèmes protégés contre le gel

6) conservation, par la vidange du caloporteur dans le réservoir, d'énergie solaire autrement perdue dans l'atmosphère, lorsque le système est à l'arrêt.

Voici les inconvénients de ce système:

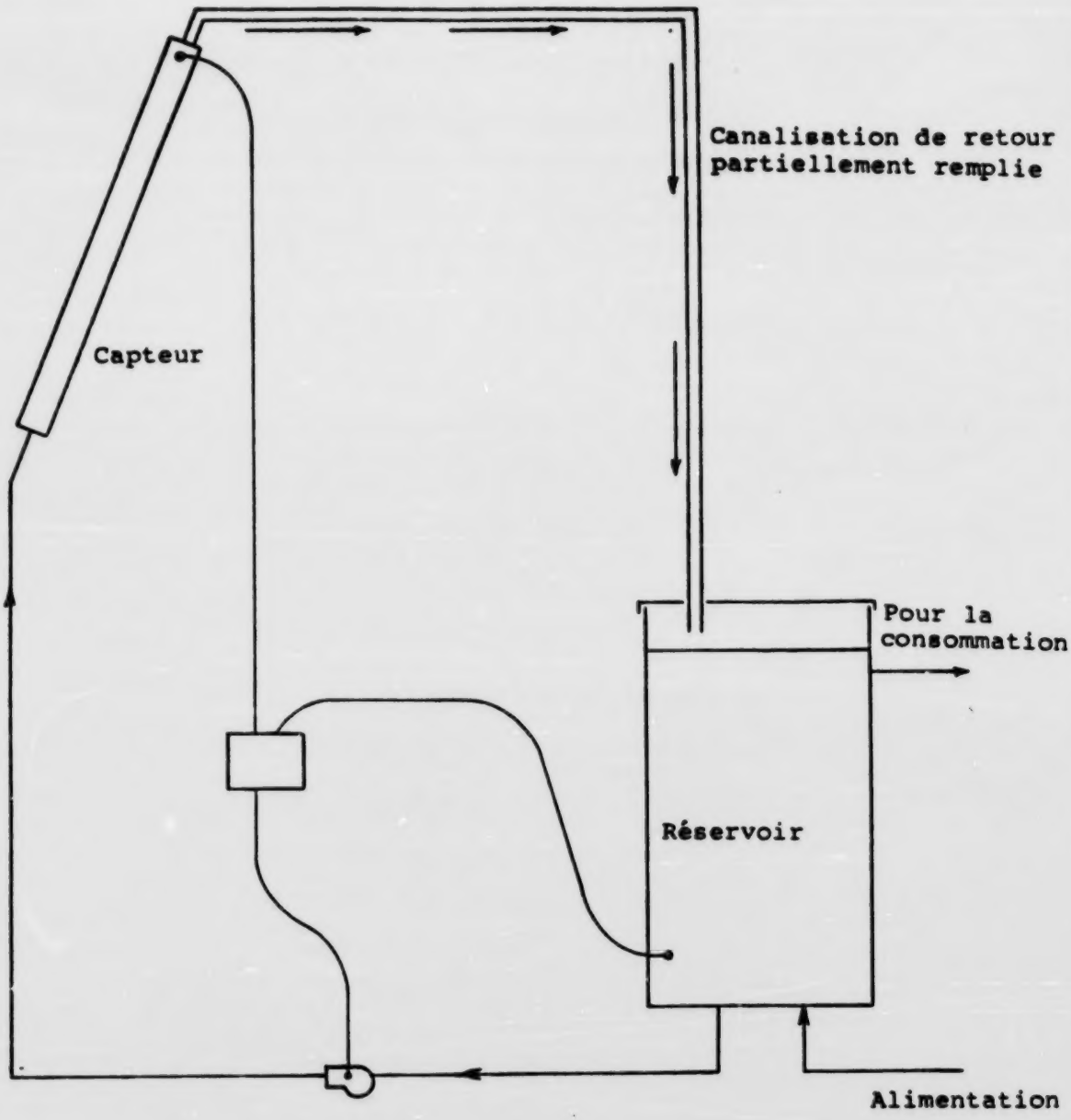
1) augmentation de la corrosion par exposition fréquente à l'air des surfaces humides de la tuyauterie et des capteurs.

2) pente des composants et conduites qui doit être étudiée pour assurer la vidange complète des composants exposés au gel.

3) exigences de pompage tributaires de la pression au point le plus élevé du système.

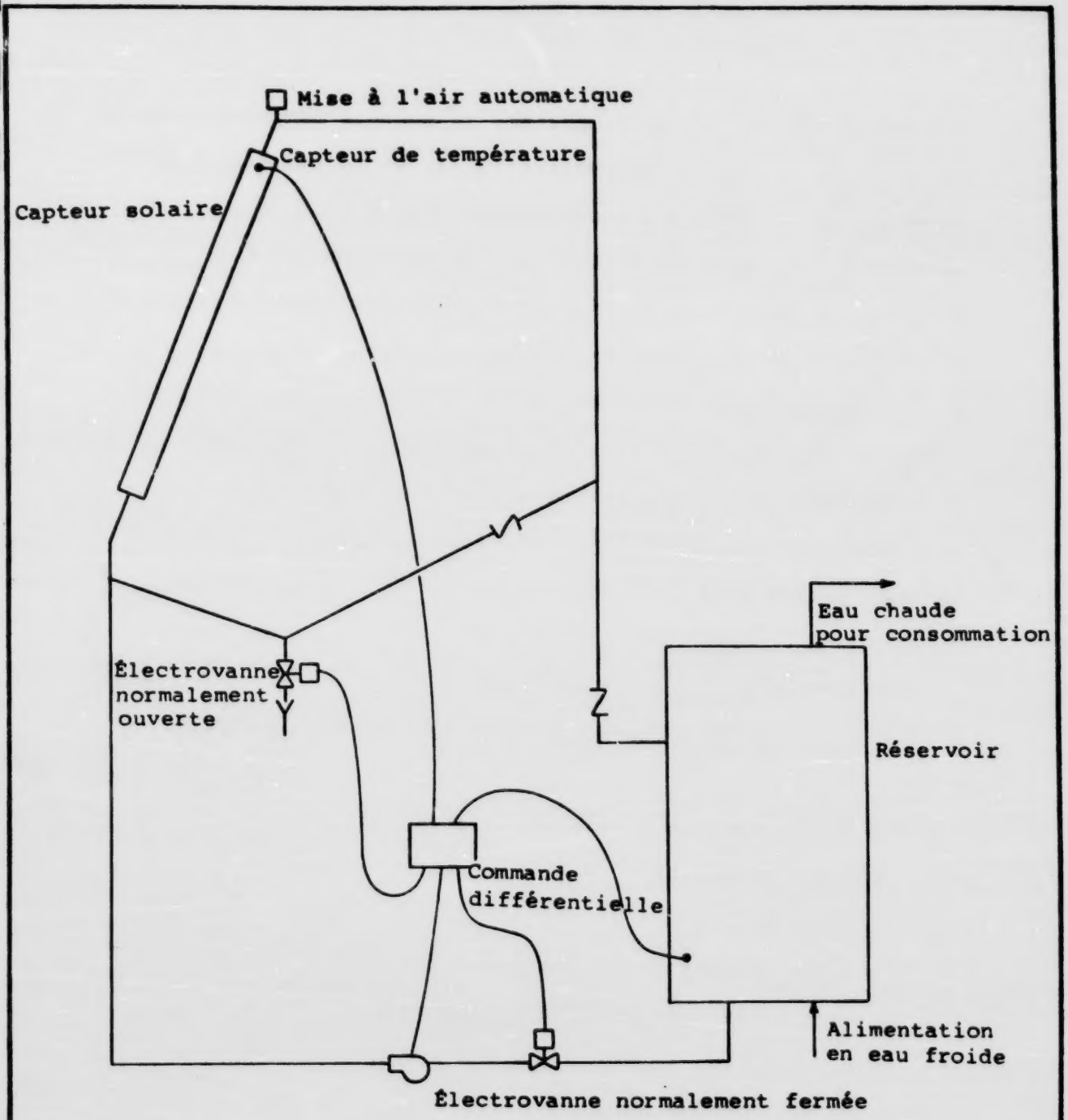
4) nécessité d'intégrer un système de mise sous pression au chauffe-eau domestique ou tout autre système sous pression si le réservoir thermique temporaire n'est pas sous pression.

Un <u>système à vidange permanente</u> (figure 4.1.4) s'affranchit de certains des inconvénients précédents par fonctionnement en boucle fermée, sous pression, munie de



Chauffe-eau solaire
à vidange temporaire par gravité

Figure 4.1.3



Chauffe-eau solaire à chauffage direct de type à circulation par pompe, avec vidange automatique

FIGURE 4.1.4

commandes pour vidanger le système lorsque la différence de température entre les capteurs solaires et le réservoir de stockage est inférieure à une valeur donnée ou que la température extérieure atteint une valeur donnée. Des soupapes de sûreté et des électrovannes permettent d'isoler le réservoir de stockage thermique sous pression de la boucle solaire puis de vidanger cette dernière vers l'égout lorsque les conditions de vidange sont satisfaites. Une fois que ces conditions ne prévalent plus, les vannes reviennent automatiquement à leur état antérieur, permettant le remplissage en eau du système et le fonctionnement de la pompe.

Voici les avantages de ce système de vidange:

1) Système solaire à chauffage direct avec protection contre le gel.

2) Puissance de pompage inférieure à celle des systèmes à vidange temporaire.

3) Système sous pression.

4) Fréquence de l'exposition de la tuyauterie à l'air inférieure à celle des systèmes à vidange temporaire.

Voici les inconvénients:

1) pertes d'eau déjà chauffée dues au nombre élevé de cycles marche-vidange par ensoleillement intermittent en hiver, ce qui augmente les coûts exploitation (achat d'eau au compteur) et diminue le rendement du système.

2) comme dans le système à vidange temporaire, pente de la tuyauterie qui doit être étudiée pour permettre la vidange complète.

3) nécessité de commandes infaillibles. La panne d'une commande défaillante peut entraîner le gel du système ou la perte de grands volumes d'eau.

4) gel possible des mises à l'air automatiques une fois le système vidangé et refroidi, entraînant une fuite d'eau dans les capteurs.

Pour les raisons ci-dessus, les systèmes à vidange permanente sont surtout adaptés aux endroits où il gèle rarement. La plupart des systèmes solaires à liquide, utilisés en continu et conçus pour des installations

canadiennes, sont de <u>type à circulation</u>, (figure 4.1.5) et font habituellement intervenir deux fluides. Dans ces systèmes, le caloporteur qui est un antigel liquide, circule dans les capteurs où il absorbe l'énergie solaire avant de passer dans l'échangeur de chaleur où il transfère sa chaleur à un milieu de stockage, habituellement de l'eau. Les caloporteurs ne sont pas généralement utilisés pour le stockage thermique parce que leur capacité thermique est inférieure à celle de l'eau et qu'ils sont habituellement assez coûteux. Le caloporteur est souvent un mélange d'éthylène glycol ou de propylène glycol et d'eau. Les systèmes à deux fluides permettent de résoudre les problèmes de gel, mais au prix d'un matériel et d'une complexité accrus, ainsi qu'un rendement légèrement inférieur du système. D'autres inconvénients des systèmes à deux fluides sont liés à la dégradation du caloporteur et son infiltration possible dans le circuit d'eau de consommation.

Les piscines extérieures constituent un très bon moyen d'exploiter le chauffage solaire. La période d'utilisation correspond à la période de l'année où l'ensoleillement est fort et les températures ambiantes fréquemment supérieures à la température de la piscine. Il s'ensuit que le capteur solaire peut extraire de l'énergie de l'air ambiant ainsi que du rayonnement solaire. Les

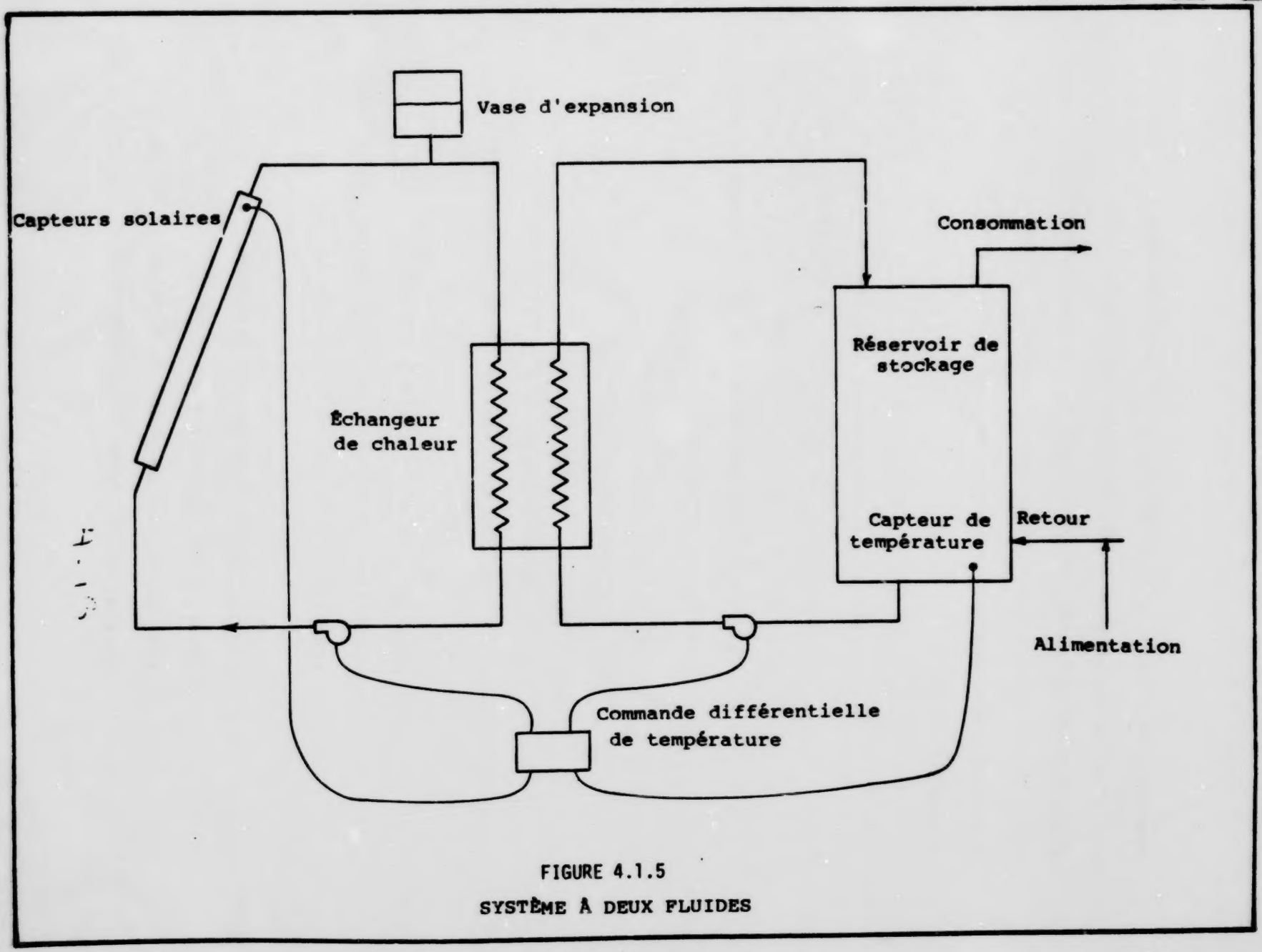


FIGURE 4.1.5

SYSTÈME À DEUX FLUIDES

systèmes pour piscine sont généralement intégrés aux circuits de filtration et de chauffage d'appoint. La piscine sert elle-même de réservoir de stockage thermique. Voici des facteurs qui font du chauffage solaire des piscines l'une des applications les plus économiques de l'énergie solaire:

1) La relation normale entre la température de fonctionnement du capteur et la température de l'air ambiant permet d'utiliser des collecteurs bon marché non isolés tout en obtenant un rendement élevé.

2) Les faibles pressions de fonctionnement permettent l'utilisation de matériaux bon marché dans la construction des absorbeurs (tels que des feuilles de plastique extrudé).

3) Les piscines ont une masse thermique importante ne nécessitant pas un réservoir de stockage thermique supplémentaire

4) Limités à une utilisation estivale, les panneaux de capteurs sont très peu sensibles aux variations de pente ou d'azimut. Cette insensibilité permet fréquemment aux

ingénieurs de concevoir le système en fonction du site, ce qui réduit grandement les coûts d'installation.

5) L'exploitation estivale élimine la nécessité d'une protection contre le gel. Les capteurs en plastique, qui sont fréquemment utilisés dans les systèmes pour piscines, peuvent supporter généralement plusieurs cycles gel-dégel sans présenter de dommages structuraux importants.

6) Les piscines présentent une charge thermique relativement importante qui se manifeste au cours de la période de l'année où l'ensoleillement est élevé.

7) La simplicité de la plupart des systèmes de chauffage solaire pour piscines les rend techniquement et économiquement acceptables.

4.2 FACTEURS DE CONCEPTION GÉNÉRAUX

4.2.1 Extraction de la chaleur stockée en fonction de l'utilisation

L'utilisation de l'énergie captée détermine la méthode d'extraction de la chaleur du réservoir de stockage. Dans un chauffe-eau domestique, l'eau chaude peut être extraite directement du réservoir de stockage. Dans des systèmes mixtes de chauffage de l'eau et des locaux, l'eau stockée peut être contaminée par contact avec des composants du système de chauffage, empêchant l'utilisation directe de l'eau stockée pour la consommation. On utilise alors un deuxième échangeur de chaleur, comme illustré à la figure 4.2.1, pour préchauffer l'eau du chauffe-eau.

4.2.2 Protection contre les températures élevées

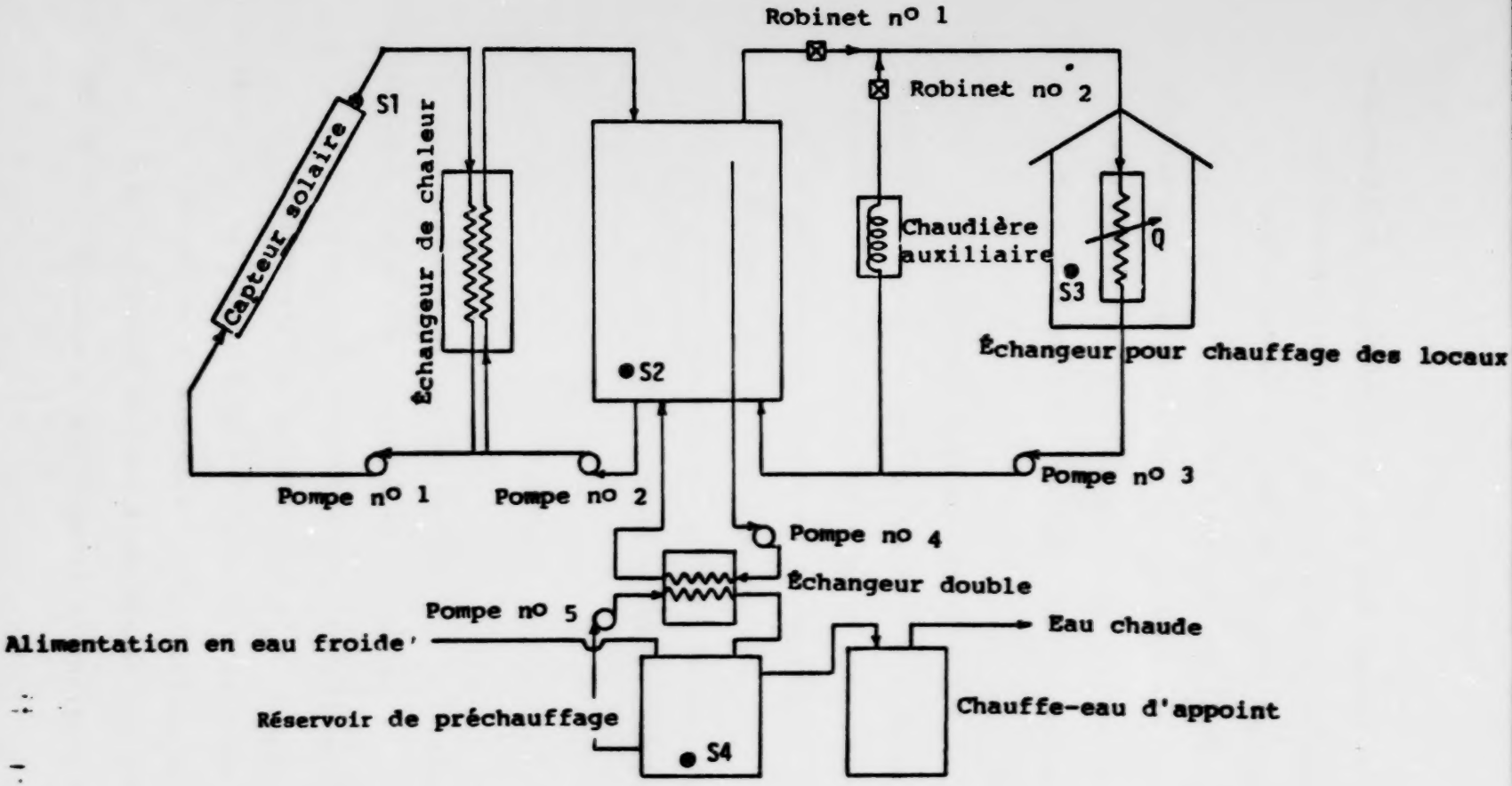
Dans les chauffe-eau solaires, il est possible qu'au cours des périodes de faible consommation, la température du chauffe-eau dépasse les limites sécuritaires. L'installation d'un robinet de mélange en aval du chauffe-eau permet de maintenir l'eau dans la gamme des températures recommandées. Dans les chauffe-eau avec pompe de recirculation, on devrait prévoir des moyens pour introduire de l'eau du réservoir de stockage dans la boucle

de recirculation chaque fois que la température du réservoir de stockage dépasse la température de fonctionnement du chauffe-eau, ce qui réduira la demande de chauffage d'appoint lorsque le chauffe-eau est peu utilisé ou que l'ensoleillement est très élevé. Un autre avantage est que le rendement du capteur augmente lorsque sa température diminue avec celle du réservoir de stockage thermique.

Si le réservoir de stockage atteint des températures dangereuses ou excessives au cours de périodes de fort ensoleillement et de faible consommation, il serait bon d'intégrer un système d'évacuation automatique de la chaleur dans le circuit du capteur solaire. On éviterait ainsi des pressions et températures excessives et réduirait la probabilité de pertes de caloporteur.

4.2.3 Stratification thermique

On devrait toujours favoriser la stratification thermique dans le réservoir de stockage pour ainsi augmenter le rendement du système. Il faudrait prélever l'eau à chauffer de la partie la plus froide du réservoir de stockage, c'est-à-dire du fond, et retourner l'eau chauffée dans la partie supérieure du réservoir de stockage. Il faudrait minimiser le brassage dans le réservoir pour favoriser un gradient de température maximal de haut en bas



Emplacement des capteurs dans un système type de chauffage à liquide

FIGURE 4.2.1

du réservoir. L'eau de consommation devrait être prélevée de la partie supérieure du réservoir de stockage, là où elle est la plus chaude. Dans un système à recirculation, l'eau devrait retourner dans la partie inférieure du réservoir de stockage.

4.2.4 Dimensions du système

Une règle empirique d'évaluation préliminaire d'un système solaire consiste à dimensionner le système de chauffage des locaux afin qu'il réponde à environ 40 % des besoins annuels en chauffage et le chauffe-eau pour qu'il réponde à environ 60 % des besoins annuels en eau chaude. Le dimensionnement définitif du système devrait reposer sur le coûts total pour la durée prévue du système ou sur d'autres méthodes acceptables d'analyse de rentabilité.

En pratique, il existe plusieurs autres facteurs de dimensionnement. Ce sont l'espace disponible pour les capteurs solaires, les contraintes de structure, l'ombre, l'orientation, les profils de la demande et les contraintes économiques. On peut souvent modifier à peu de frais une construction projetée pour optimiser le rendement de son système solaire, tandis que l'adaptation au solaire d'une construction existante est au départ sujette à beaucoup de contraintes.

4.2.5 Disposition et orientation des capteurs

Bien que des installations existantes puissent restreindre de façon importante la disposition et l'orientation du système solaire projeté, ces restrictions ne sont pas souvent aussi préjudiciables qu'elles le paraissent. Des variations de 10° à 15° par rapport aux pentes et azimuts optimaux ont peu d'effet sur le rendement du système. Suivant le profil de la demande d'énergie, des azimuts allant jusqu'à 60° par rapport au sud peuvent être acceptables, permettant une réduction des exigences de stockage thermique ou l'utilisation de structures existantes de façon à diminuer le coût du système sans toutefois réduire indûment l'apport du solaire par dollar investi.

On peut monter les capteurs sur le sol, sur un mur ou sur un toit. Les capteurs montés sur un toit ont l'avantage d'être moins sujets aux problèmes d'ombre et de vandalisme. Le concepteur devrait, selon chaque cas, placer ses capteurs solaires en tenant compte des avantages économique, de la facilité d'entretien et de l'esthétique.

4.2.6 Montage sur un toit

L'installation de capteurs sur un toit peut nécessiter une analyse de la structure du toit. Le matériel

de support et la plomberie des capteurs comptent pour l'essentiel du poids ajouté. Toutefois, le principal problème de structure dû à l'installation de capteurs sur un toit est l'accumulation de neige qui, à cause de la présence des capteurs, peut être deux fois supérieure à celle prévue. Pour cette raison, il est très important d'effectuer une analyse complète afin d'évaluer si l'accumulation sera plus élevée que prévu.

Avant de placer des capteurs sur un toit, il faut que ce dernier soit en parfait état. La réparation de la toiture sous des capteurs ou une structure de support est beaucoup plus onéreuse et moins efficace que lorsque le toit est dégagé.

Il faut porter une attention particulière aux détails concernant la fixation. Il faut que les capteurs soient bien fixés sur le toit pour résister au vent. Les points de fixation et les autres prises dans la couverture doivent être étanches et résister au vent, aux vibrations, aussi qu'à la dilatation et à la contraction thermiques.

4.2.7 Dimensionnement de la tuyauterie

Pour le dimensionnement de la tuyauterie, il faut faire un compromis entre le coût de la tuyauterie et celui

du pompage. On recommande une vitesse maximale du fluide de 1,5 m/s. Des vitesses supérieures peuvent rendre les tuyauteries bruyantes, augmenter énormément l'effort de pompage et accélérer l'usure. Le concepteur doit se servir dans une certaine mesure de son jugement pour déterminer le diamètre optimal des tuyaux. Un effort de pompage élevé réduit le gain énergétique net du système et en augmente le coût unitaire. Dans les systèmes bien conçus, il est possible d'atteindre un rapport de la consommation d'électricité à l'énergie solaire utile de 5 % bien qu'habituellement ce rapport soit de 10 %.

4.2.8 Disposition de la tuyauterie

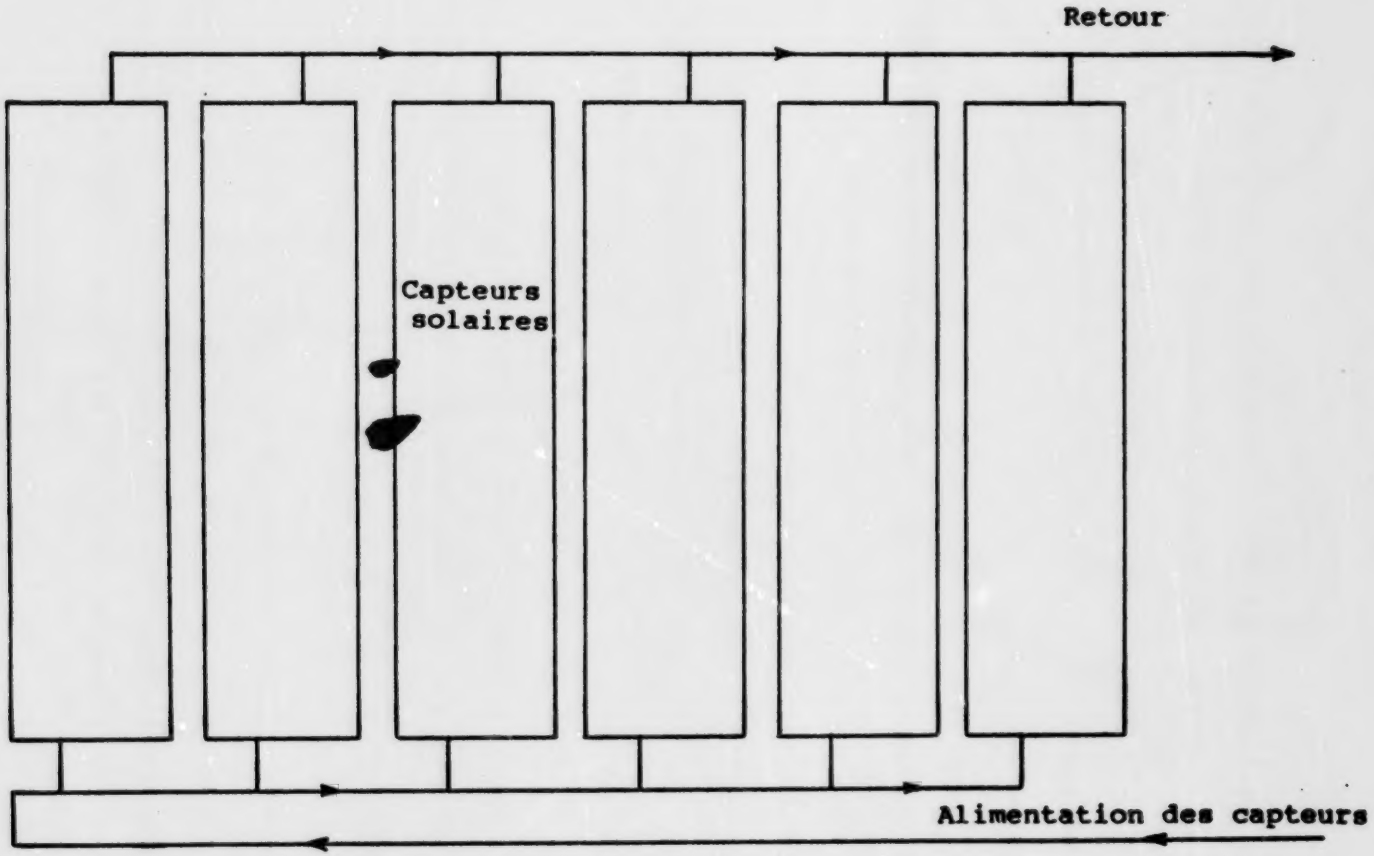
La tuyauterie compte pour 10 % à 40 % des coûts de la plupart des systèmes solaires et, par conséquent, peut être une source d'économies importantes. La longueur de la tuyauterie devrait être minimale de façon à réduire les coûts, les pertes de chaleur et les contraintes de la tuyauterie.

La tuyauterie devrait être inclinée vers les points de vidange du système pour en faciliter l'entretien. Si possible, le système devrait être vidangé dans le réservoir utilisé pour le remplissage, ce qui accélère la remise en marche une fois les réparations terminées.

Pour équilibrer le débit dans tous les capteurs d'un panneau, on utilise un circuit particulier appelé retour inverse. Il (figure 4.2.2) équilibre les pertes de charge dans les capteurs et peut éliminer la nécessité de robinets d'équilibrage.

Les capteurs à liquide sont généralement reliés en parallèle. Dans certains cas, il peut s'avérer souhaitable d'utiliser une disposition parallèle-série. Cette disposition ne modifie pas le rendement thermique de chaque capteur pourvu que le débit par unité de surface reste constant. Par exemple, si trois capteurs, dont les débits recommandés sont de 5 litres par minute, sont reliés en série, il faut porter leur débit à 15 litres par minute. Remarquer toutefois que le montage en série augmente les pertes de charge de la pompe.

Parfois, il est souhaitable d'utiliser un caloporteur ou un débit différent de celui qui sert à établir la courbe de rendement thermique du capteur. Pour être rigoureux, il faudrait corriger les paramètres de performance du capteur, $fr\ (\alpha)e$ et $Fr\ UL$. Toutefois, si on ne peut obtenir facilement les facteurs de correction, on peut généralement ne pas en tenir compte sans erreur grave, pourvu que le débit réel soit égal ou supérieur à 80 % du débit d'essai.



Disposition de la tuyauterie pour équilibrer les débits dans les capteurs d'un panneau solaire.

FIGURE 4.2.2

4.2.9 Dilatation thermique

Le caloporteur et les composants en contact direct avec celui-ci subissent de grandes variations de température d'une journée et d'une saison à l'autre. Les composants doivent pouvoir supporter la dilatation et la contraction dues à ces variations de température. On résout ces problèmes par l'emploi de joints de dilatation. On doit aussi prévoir la dilatation des absorbeurs aux dépens des connexions entre les capteurs. La tuyauterie extérieure du caloporteur peut subir une dilatation de 0,5 % au cours de l'année et d'environ 0,3 % dans une journée. C'est beaucoup plus que ce que subissent les chauffe-eau domestiques, et les joints de dilatation sont d'autant plus nécessaires.

La dilatation thermique du caloporteur dépend de la nature du fluide. Entre ses points de congélation et d'ébullition, l'eau voit son volume augmenter de 4 %. Les solutions de glycol peuvent avoir des fluctuations de volume de 9 % pour une variation de 100 °C, et plus de 15 % pour la gamme des températures de fonctionnement sur une base annuelle.

4.2.10 Corrosion galvanique

Il faudrait s'efforcer de minimiser la diversité des matériaux dans un système solaire. Il faudrait utiliser

des coupleurs diélectriques pour joindre des métaux différents. Si on prévoit des problèmes de corrosion importants, comme dans le cas des systèmes aluminium-cuivre, on recommande l'emploi d'une anode ou d'une tension de protection galvanique.

4.2.11 Accessoires de plomberie

Les accessoires de plomberie devraient être en nombre suffisant, mais non excessif. Les filtres sont nécessaires en amont des pompes. Il faudrait placer des robinets seulement là où c'est nécessaire pour un fonctionnement et un entretien adéquats. En minimisant le nombre de robinets, on réduit la possibilité d'isoler par inadvertance un élément de circuit du système solaire.

La présence de manomètres et de thermomètres en des points clés du système facilitera le monitorage lors de dépannages ou d'essais de rendement du système. La figure 4.2.3 montre les points de monitorage utiles dans un système à liquide. L'utilisation de prises Peterson permettra de réduire le coût et la complexité du monitorage du système.

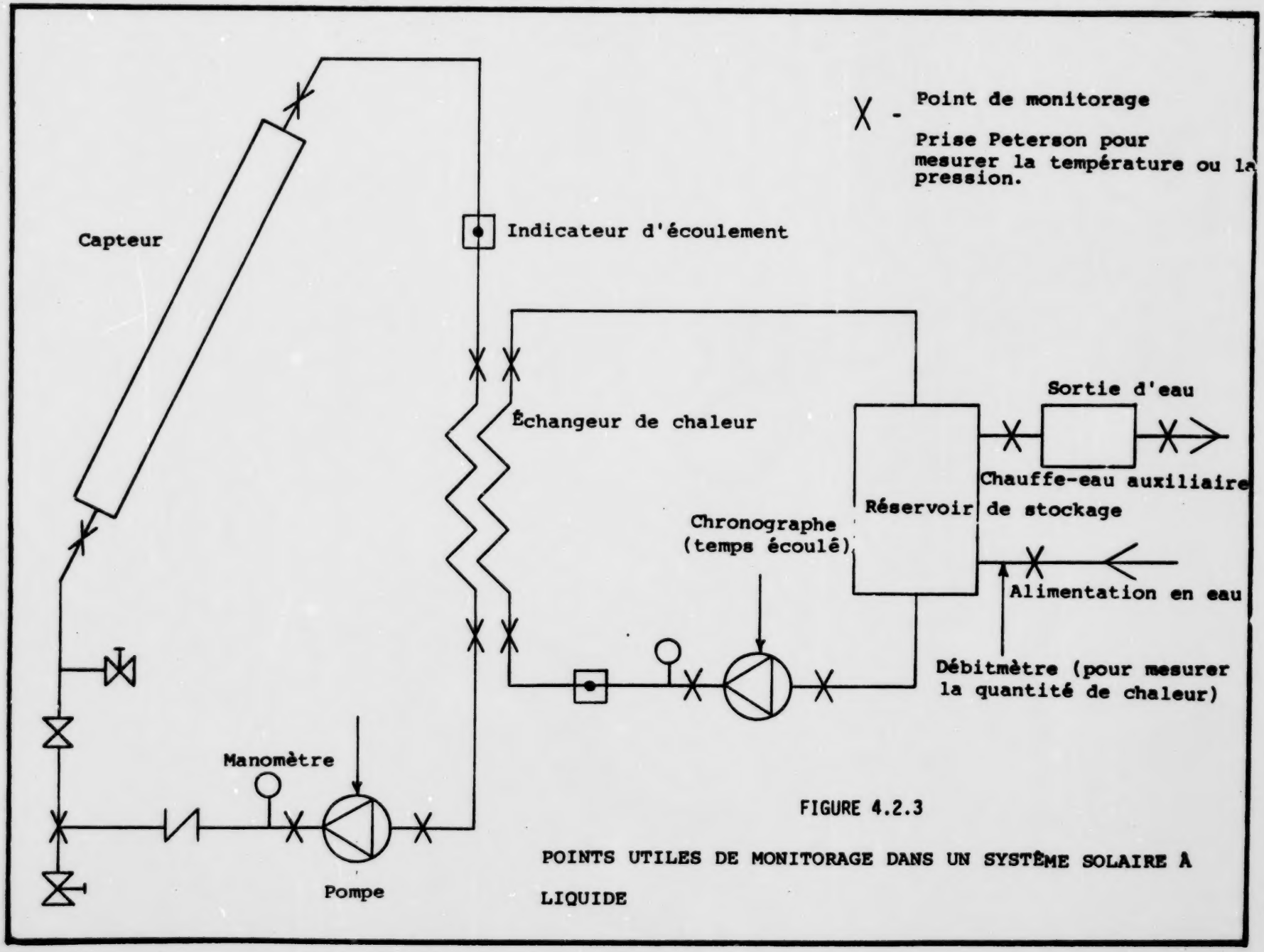


FIGURE 4.2.3

POINTS UTILES DE MONITORAGE DANS UN SYSTÈME SOLAIRE À LIQUIDE

TABLE DES MATIÈRES

CHAPITRE		Page
5	SYSTÈMES À AIR	5-1
	5.1 INTRODUCTION	5-1
	5.2 DESCRIPTION ET PERFORMANCE DES CAPTEURS À AIR	5-1
	5.3 APPLICATIONS	5-7
	5.3.1 Chauffage des locaux	5-8
	5.3.2 Préchauffage de l'air de ventilation	5-13
	5.5.3 Séchage des récoltes	5-16
	5.4 PROBLÈMES DE CONCEPTION	5-17

LISTE DES FIGURES

Figure		
5.2.2	COMPARAISON DES TEMPÉRATURES TYPES DES CAPTEURS SOLAIRES À AIR ET À LIQUIDE	5-2
5.2.3	COMPARAISON DE RENDEMENTS THERMIQUES TYPES DE CAPTEURS À AIR ET À LIQUIDE	5-3
5.2.4	GAMME DE FONCTIONNEMENT POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX:	5-6
5.3.1	SYSTEME DE TYPE DE CHAUFFAGE À AIR DES LOCAUX	5-10
5.3.2	RESERVOIR DE STOCKAGE DE LA CHALEUR À LIT DE GALETS:	5-11
5.3.3	STRATIFICATION TYPE DE LA TEMPÉRATURE DANS UN LIT DE GALETS	5-12
5.3.4	IMPORTANCE DU CHOIX DE L'APPLICATION POUR UN FONCTIONNEMENT EFFICACE DU CAPTEUR	5-15

CHAPITRE 5

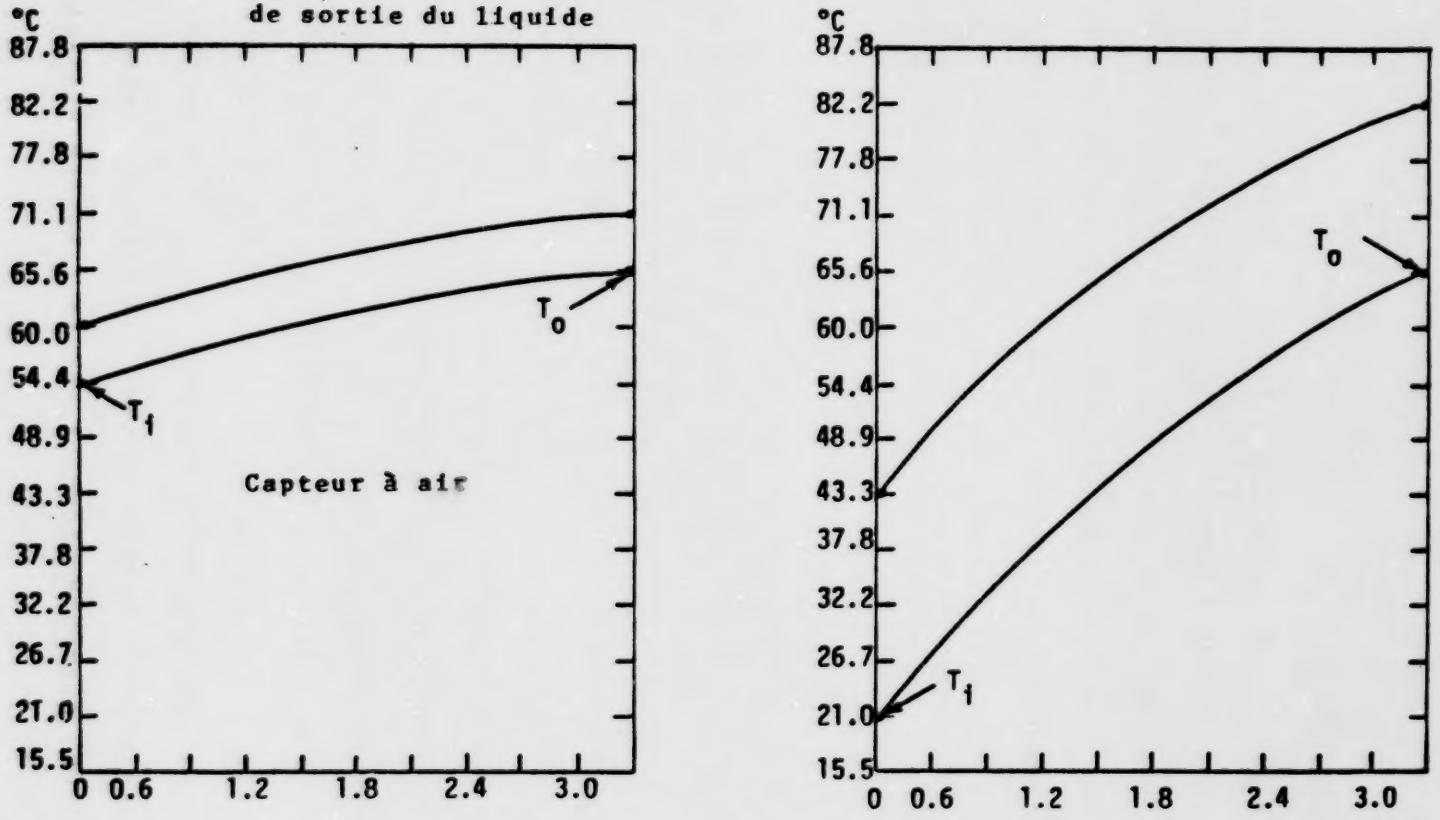
SYSTÈME À AIR

5.1 INTRODUCTION

La plupart des capteurs plans solaires fabriqués au Canada sont à liquide. Au cours des quelques dernières années, la production de capteurs à air est passée de zéro à quelques centaines de mètres carrés par an. Les concepteurs de systèmes solaires devraient, par conséquent, connaître les différences entre ces deux types de capteurs ainsi que les applications qui conviennent à chaque type. Le présent chapitre traite de la performance et de la conception des capteurs à air, et donne quelques conseils quant à leurs applications.

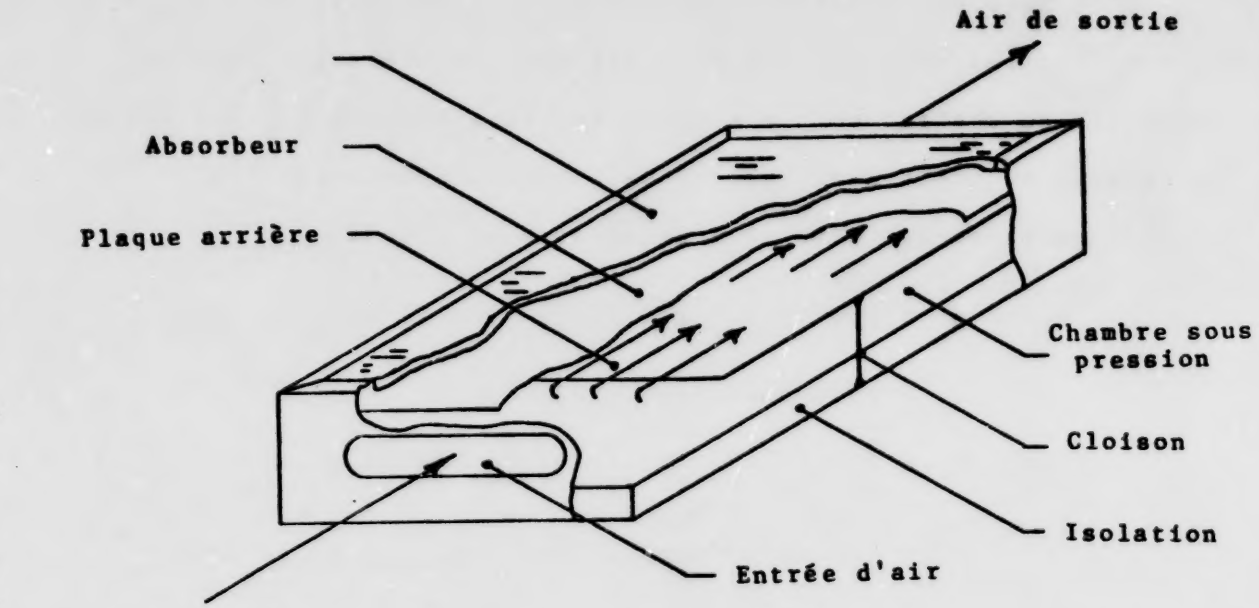
5.2 DESCRIPTION ET PERFORMANCE DES CAPTEURS À AIR

La construction de base de la plupart des capteurs à air et à liquide est la même, la différence principale étant naturellement le choix du fluide caloporteur. On montre à la figure 5.2.1 un schéma d'un capteur à air type. Remarquer que l'air est en contact direct avec presque toute la surface de l'absorbeur et s'écoule à une vitesse suffisante pour assurer un échange thermique raisonnablement efficace. C'est la différence majeure entre les deux types de capteurs. Puisque les coefficients d'échange thermique fluide-surface sont bien inférieurs pour l'air que pour les liquides, il est nécessaire d'augmenter la superficie d'échange thermique des capteurs à air. Il en résulte que la plupart des modèles utilisent tout l'absorbeur comme surface d'échange thermique, augmentée souvent par la présence d'ailettes.



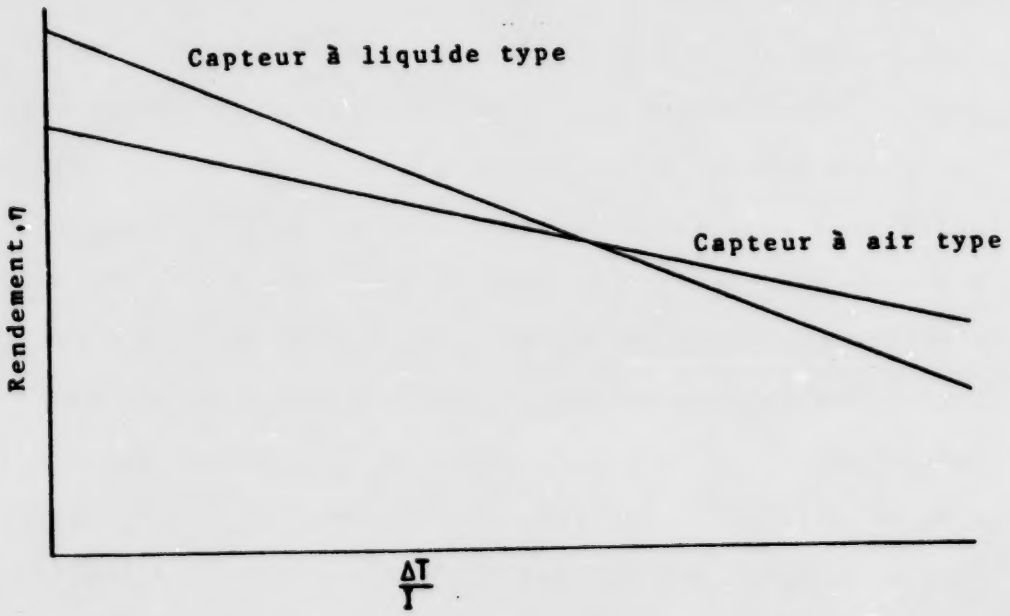
Comparaison des températures types des capteurs solaires à air et à liquide

FIGURE 5.2.2



Capteur à air type

FIGURE 5.2.1



Comparaison de rendements thermiques types de capteurs à air et à liquide

FIGURE 5.2.3

Dans des conditions d'écoulement permanent, la chaleur utile fournie par les capteurs solaires est égale à l'énergie radiante convertie en chaleur sur la surface de l'absorbeur moins les pertes thermiques de cette dernière. Sous forme mathématique, cette expression prend la forme de l'équation bien connue

$$Q_u = A_c F_r [(\tau\alpha)_e I - U_L (Y_i - T_a)]$$

où Q_u = gain thermique utile

et $F_r = \dfrac{\text{chaleur extraite par le capteur}}{\text{chaleur extraite si tout le fluide était à } T_i}$

= facteur d'extraction thermique du capteur

Du fait de la faible chaleur spécifique de l'air (environ 1/4 de celle de l'eau), la valeur de F_r de la plupart des capteurs à air est de 0,6 à 0,7, alors que pour les capteurs à liquide, elle est habituellement de l'ordre de 0,9 ou plus. Comme l'extraction d'une quantité équivalente de chaleur du capteur (à débits massiques égaux) exige une élévation de température de l'air quatre fois supérieure à celle de l'eau, la température moyenne de fonctionnement d'un capteur à air sera supérieure à celle d'un capteur à liquide à température d'entrée et débits massiques égaux (voir figure 5.2.2). Par conséquent, les pertes thermiques sont supérieures pour un capteur à air, et F_r est inférieur. La valeur inférieure de F_r signifie que l'ordonnée à l'origine de la courbe type de rendement, $F_r (\tau\alpha)_e$, sera inférieure et la pente, $F_r U_L$, moindre que celle d'un capteur à liquide type (voir figure 5.2.3).

Ce qui précède ne signifie pas nécessairement que les capteurs à liquide produisent plus de chaleur que les capteurs à air, mais plutôt que les capteurs doivent être choisis en fonction de la demande prévue. Par exemple, pour des valeurs élevées de $\Delta T/I$, un capteur à air peut offrir une production énergétique supérieure. Un autre facteur à considérer est que l'air chauffé peut être fourni à des températures bien inférieures s'il est destiné au chauffage des locaux. Par conséquent, un système à air peut fonctionner avec un rapport $\Delta T/I$ inférieur à celui d'un système à liquide et assurer encore le même service.

GAMME DE FONCTIONNEMENT POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX

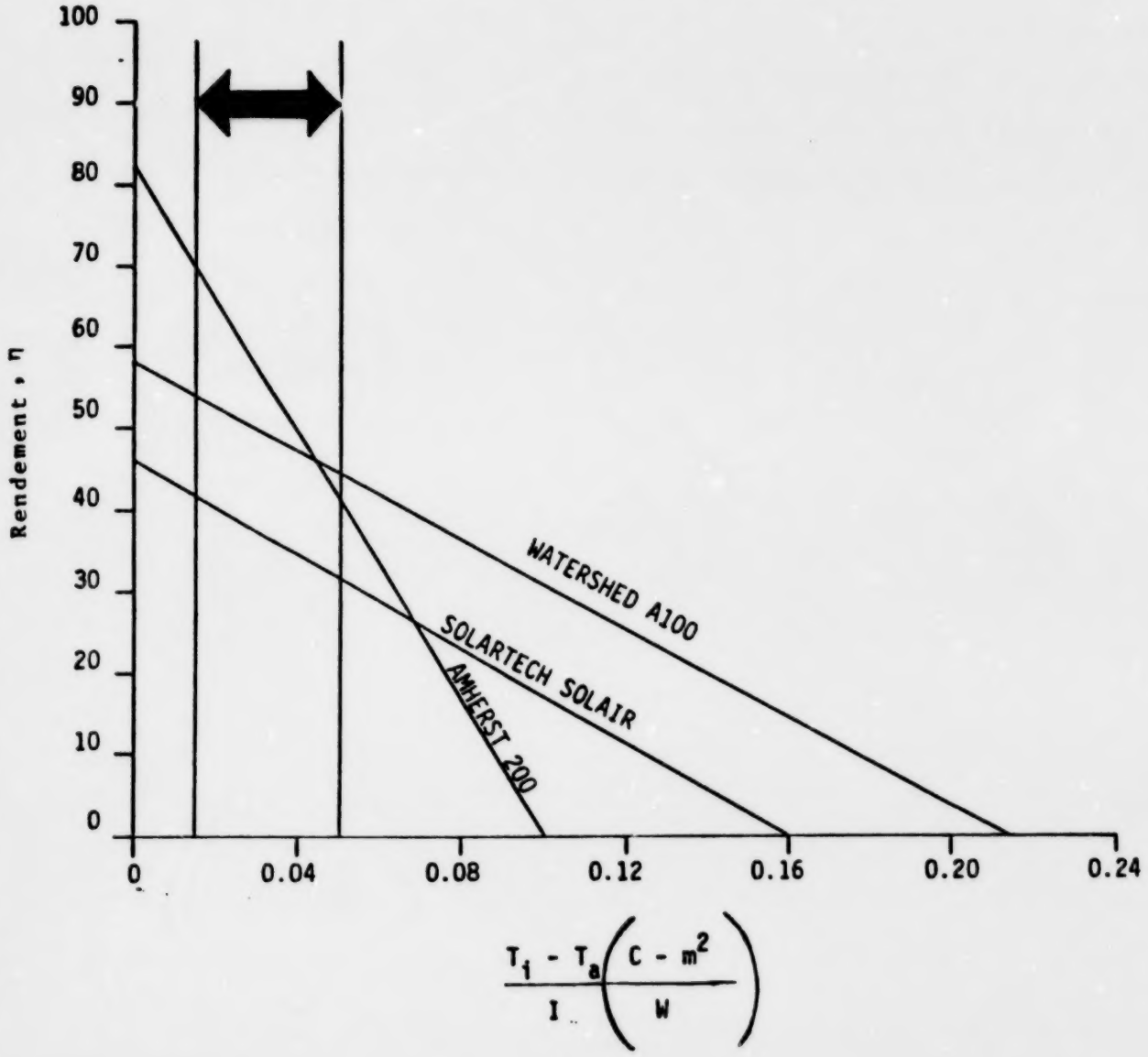


FIGURE 5.2.4

On montre à la figure 5.2.4 les courbes de rendement comparées d'un certain nombre de capteurs à air. Remarquer les grandes différences entre les modèles. Le capteur Watershed, qui n'est plus produit, est représenté par une courbe pointillée du fait de la dispersion excessive des données de l'essai de rendement. Le capteur avec absorbeur à chevauchement est un modèle expérimental conçu pour réduire la perte de charge dans le capteur; il n'a pas encore été mis en production. Le Solaron est un capteur américain qui est produit en grandes quantités et est probablement le capteur type de rendement moyen par excellence dont la fiabilité et la durabilité sont acceptables. Le Solartech et l'Amherst sont des capteurs de fabrication canadienne actuellement en production. Le Suntrap, autre modèle canadien, n'est plus produit.

Les températures de stagnation de la plupart des capteurs à air sont d'environ 100 °C à 140 °C. Leurs poids varient de 27 à 90 kg, soit de 9 à 40 kg par mètre carré.

Il est évident que le choix définitif d'un capteur doit prendre en compte des facteurs autres que la performance thermique. Le coût, la durée de vie, la durabilité, la disponibilité, etc. doivent faire l'objet d'une étude.

5.3 APPLICATIONS

Les trois applications les plus courantes des systèmes à air sont le chauffage des locaux, le préchauffage de l'air de ventilation et le séchage des récoltes.

5.3.1 Chauffage des locaux

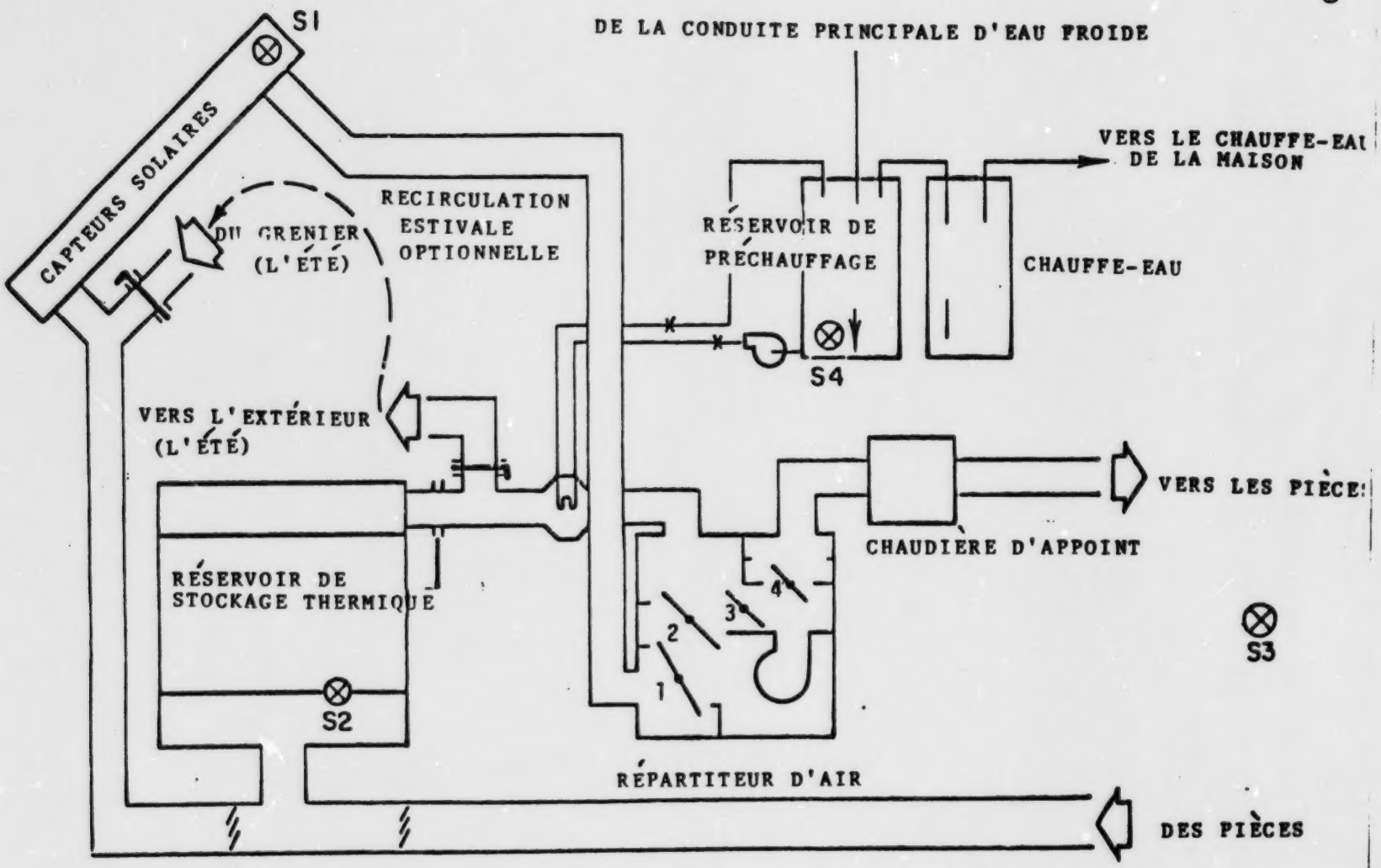
Le chauffage des locaux a été l'utilisation classique de la plupart des capteurs à air. Cette application nécessite généralement tout un ensemble d'autres composants, notamment un réservoir stockage, des commandes complexes, et un répartiteur d'air séparé. Les températures d'entrée sont de l'ordre de 10 à 40 °C au-dessus de la température ambiante et le rendement varie de 30 % à 70 %. Du fait de leur grande complexité et de leur fonctionnement non optimal (étudiés plus en détail ci-dessous), les capteurs à air utilisés pour le chauffage des locaux peuvent être considérées au mieux comme un moyen passable d'exploiter l'énergie solaire dans l'environnement canadien.

On montre à la figure 5.3.1 un système type de chauffage des locaux à air. Voici les principaux éléments: capteurs, réservoirs de stockage à lit de galets (détaillé à la figure 5.3.2), répartiteur d'air, réservoir de préchauffage du chauffe-eau avec serpentin et conduites connexes. Remarquer la position des capteurs de température . Le modèle illustré utilise un seul ventilateur et a été conçu principalement pour des applications résidentielles. Ce système comporte trois principaux modes de fonctionnement qui sont commandés par la position des registres motorisés du répartiteur d'air:

Mode de fonctionnement	Position des registres			
	A	B	C	D
Capteurs fournissant de la chaleur au réservoir de stockage	ouvert	fermé	ouvert	fe m
Capteurs fournissant de la chaleur aux pièces	ouvert	fermé	fermé	ouv r
Réservoir de stockage fournissant de la chaleur aux pièces	fermé	ouvert	fermé	ouve t

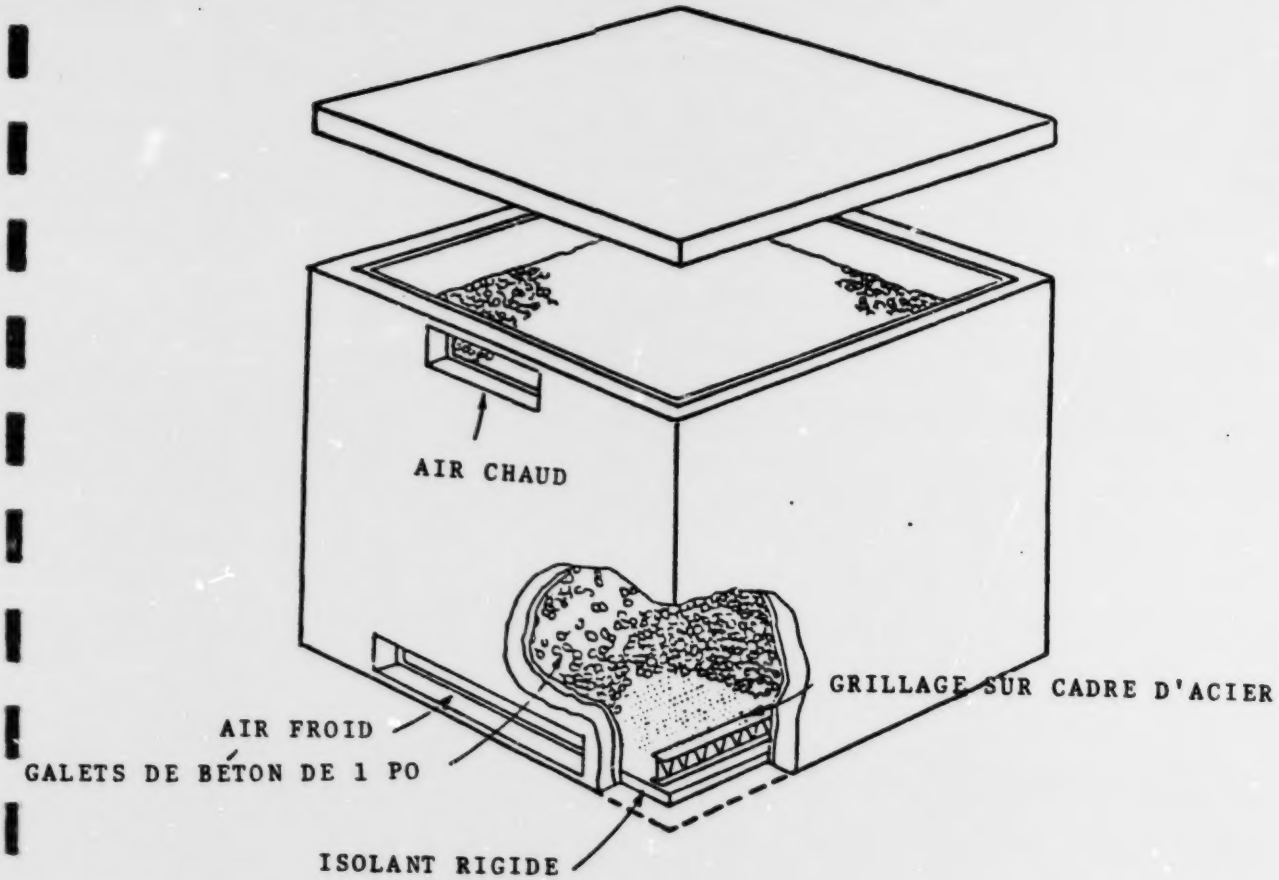
On peut aussi opter pour le mode recirculation en été pour préchauffer l'eau du chauffe-eau (et refroidir les capteurs) par un réglage des trois registres manuels.

Remarquer que l'alimentation en chaleur du réservoir de stockage se fait toujours dans le même sens et l'extraction dans le sens opposé, ce qui permet une bonne stratification thermique dans le lit de galets. À cause du médiocre échange thermique entre les galets, la stratification se maintient longtemps.



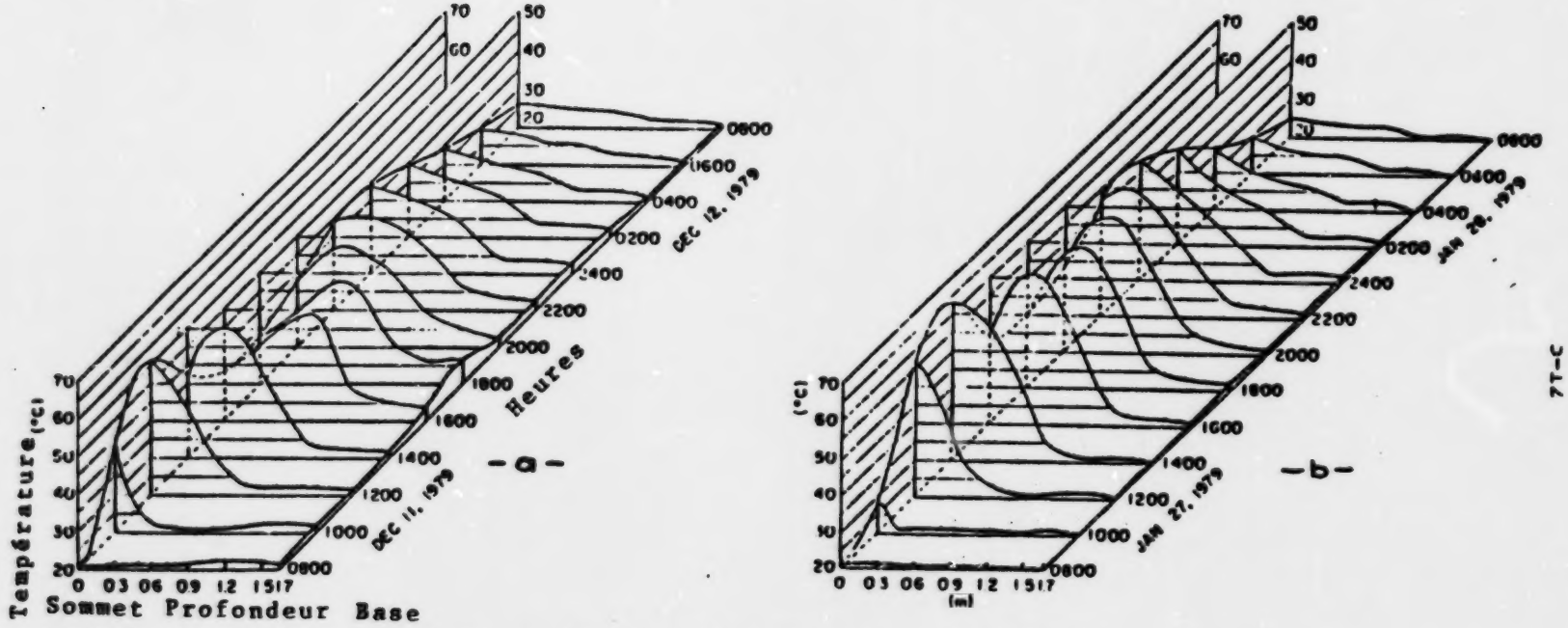
SYSTÈME TYPE DE CHAUFFAGE À AIR DES LOCAUX

FIGURE 5.3.1



RÉSERVOIR DE STOCKAGE DE LA CHALEUR À LIT DE GALETS

FIGURE 5.3.2



Profils de température dans un lit de galets au cours d'un cycle charge-décharge avec débit d'air de 13,1 L/(s·m^2) -a- ; 9.6L/(s. ·m^2) -b- .

STRATIFICATION TYPE DE LA TEMPÉRATURE DANS UN LIT DE GALETS

FIGURE 5.3.3

On montre à la figure 5.3.3 des profils types de température dans un lit de galets.

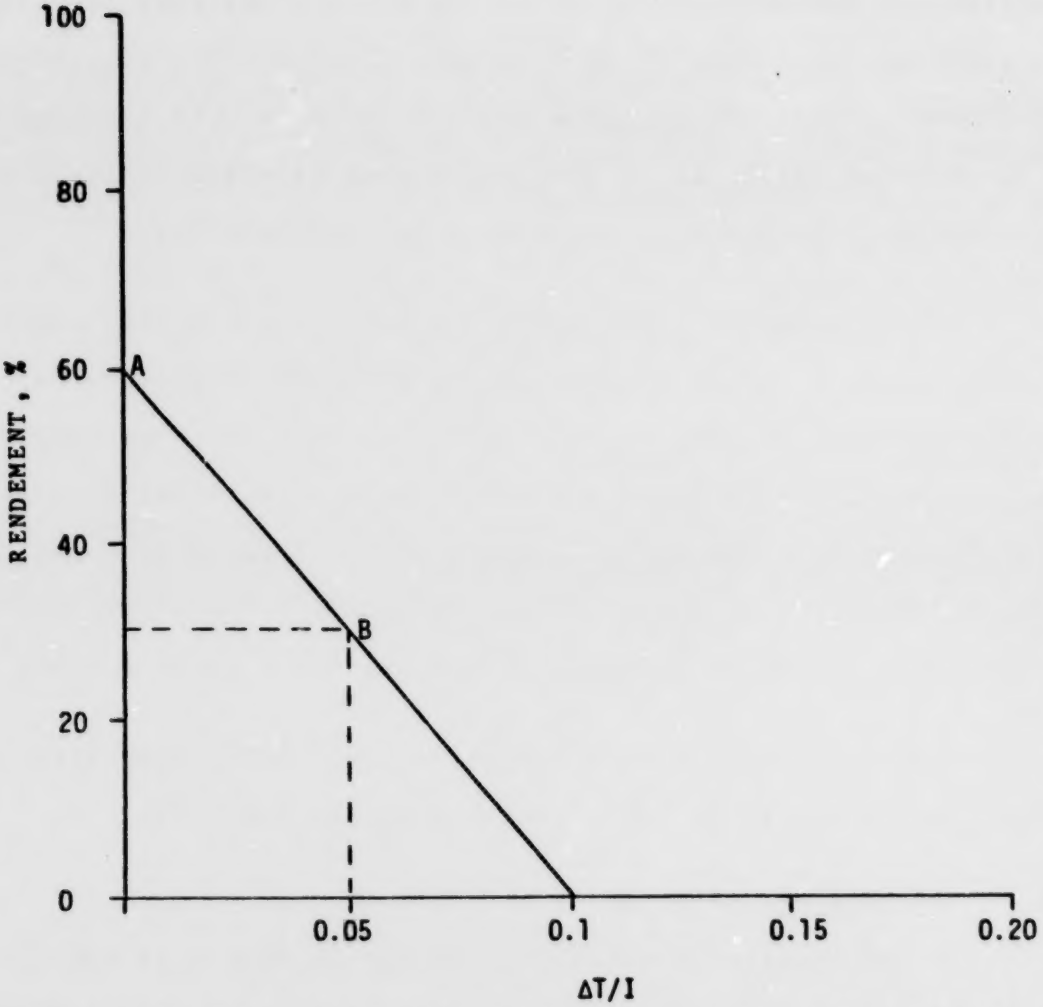
Il est important de remarquer que les galets du réservoir de stockage doivent être soigneusement lavés pour qu'ils soient exempts de poussière.

D'autres applications en chauffage des locaux, non résidentielles et sans stockage thermique, ont aussi été réalisées.

5.3.2 Préchauffage de l'air de ventilation

Bien des édifices, en particulier de grands établissements commerciaux, industriels ou agricoles, ont des besoins importants en chauffage d'air de ventilation. Comme il faut rejeter l'air contaminé ou chargé d'humidité, il faut introduire de l'air frais et le chauffer. Le préchauffage de l'air de ventilation est une application prometteuse des capteurs à air qui peuvent alors avoir un rendement élevé (et constant), égal à l'ordonnée à l'origine de la courbe de rendement (puisque $\Delta T/I = 0$). La figure 5.3.4 montre l'avantage thermique d'un tel dispositif. Les coûts du système sont généralement assez faibles puisqu'il n'y a pas besoin de stockage et de commande automatique ni de structure de support (si on dispose d'un mur orienté au sud). Puisque bon nombre des applications sont industrielles, on dispose normalement d'un personnel formé pour l'entretien du système. Remarquer que cela peut ne pas nécessairement convenir aux bâtiments qui produisent, de l'intérieur, beaucoup de chaleur avec une demande d'air frais comparativement faible comme les édifices à bureaux. Dans ces cas, l'air extérieur est utilisé non seulement à

des fins de ventilation mais aussi pour éviter la surchauffe du coeur de l'édifice. Dans certains édifices avec production modérée de chaleur interne, comme les écoles, un système de commande peut être nécessaire pour équilibrer l'air préchauffé (par le solaire) avec l'apport d'air extérieur afin d'obtenir un mélange d'air à la température souhaitée. Comme les débits de ventilation de nombreuses structures commerciales et industrielles importantes sont souvent élevés, le concepteur devrait s'assurer que le débit maximal des capteurs n'est pas dépassé.



La courbe de rendement thermique ci-dessus est typique de nombreux capteurs à air. Remarquer que le rendement au point de fonctionnement A (préchauffage) est deux fois supérieur à celui au point B (chauffage des locaux): 60 % par rapport à 30 %.

Importance du choix de l'application pour un fonctionnement efficace du capteur

FIGURE 5.3.4

Les applications les plus appropriées sont celles qui nécessitent un apport d'air extérieur le jour, comme dans les usines à une seule équipe. Dans ce cas, la demande en énergie de préchauffage se manifeste au cours de périodes d'ensoleillement. Le préchauffage de l'air de ventilation est généralement plus économique dans les nouvelles constructions que dans celles qui sont modifiées.

Naturellement, la récupération de la chaleur peut aussi être considérée comme un moyen de réduire les dépenses en préchauffage. Comme les systèmes de récupération de la chaleur sont plus faciles à installer lorsque la sortie d'air vicié et l'entrée d'air extérieur sont adjacente, le préchauffage solaire est plus rentable qu'un système de récupération de la chaleur lorsque l'entrée d'air extérieur et la sortie d'air vicié ne sont pas proches l'une et de l'autre.

Dans certaines installations, il peut être nécessaire de filtrer l'air avant de le faire passer dans les capteurs.

5.3.3 Séchage des récoltes

De nombreuses cultures, telles que le riz et le tabac, sont récoltées dans des conditions d'humidité moyenne. On termine le séchage en ventilant fortement avec de l'air à basse température, la chaleur étant souvent fournie par des combustibles onéreux, tels que le propane. L'énergie solaire peut être utilisée pour répondre en tout ou en partie à cette demande énergétique, cette application se rapprochant du préchauffage de l'air de ventilation. Le grand avantage de l'utilisation de capteurs à air est naturellement le rendement élevé de certains modèles simples et bon marché.

Le principal inconvénient est que le séchage ne peut être effectué que pendant une petite partie de l'année, d'ordinaire de un à trois mois. Malheureusement, le séchage doit aussi se faire l'automne et au début de l'hiver lorsque l'ensoleillement est minimal.

5.4 PROBLÈMES DE CONCEPTION

La conception de tout capteur solaire, soit à air, soit à liquide, doit faire intervenir de nombreux facteurs souvent contradictoires tels que le coût, la durabilité, la performance, le poids, etc. Ces critères de conception généraux sont étudiés plus en détail au chapitre 6. Toutefois, on décrit ci-dessous certains des problèmes particuliers aux capteurs à air:

1. À cause du faible coefficient d'échange thermique entre l'absorbeur et l'air, il est nécessaire d'augmenter de façon importante la superficie d'échange et donc d'augmenter la superficie totale des conduites. Il en résulte que le scellement adéquat des conduites est plus difficile, toute fuite d'air pouvant diminuer de façon importante la performance du capteur. Des mesures sur des capteurs à air ont montré que les fuites peuvent atteindre de 5 à 10 % (ou plus) du débit total d'air. Un scellement adéquat des conduites est souvent difficile et onéreux. Il s'en suit qu'il faudrait effectuer une vérification minutieuse des capteurs (et du système) pour y déceler toute fuite avant la mise en service définitive du système.

2. La condensation ou l'abrasion, si l'air passe sur la face avant de l'absorbeur, peut détériorer la surface critique de l'absorbeur.

3. La condensation peut aussi corroder les conduites d'air lorsqu'on arrête le système pour refroidir les capteurs.

4. Les capteurs à air requièrent généralement l'emploi d'un bon système de filtration, en particulier si le stockage se fait dans un lit de galets.

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre		Page
6	COMPOSANTS DES SYSTÈMES	6-1
	6.1 STOCKAGE DE LA CHALEUR	6-1
	6.1.1 Capacité de stockage	6-1
	6.2 SUBSTANCES À CHANGEMENT DE PHASE	6-13
	6.3 COMMANDES	6-20
	6.3.1 Circuit capteurs-stockage	6-23
	6.3.2 Circuit de préchauffage	6-25
	6.3.3 Circuit de chauffage des locaux	6-26
	6.3.4 Choix et emplacement des commandes	6-27
	6.4 ÉCHANGEURS DE CHALEUR ET CALOPORTEUR	6-29
	6.4.1 Introduction	6-29
	6.4.2 Réduction des possibilités de fuite	6-35
	6.4.3 Réduction des possibilités de fuite du caloporteur dans l'alimentation du chauffe-eau	6-35
	6.4.4 Détection	6-36
	6.4.5 Toxicité du caloporteur	6-37
	6.5 CAPACITÉ DE L'ÉCHANGEUR D'UN SYSTÈME À DEUX FLUIDES	6-38
	6.6 POMPES ET TUYAUTERIE	6-48
	Références techniques	6-54
	Références générales	6-56

LISTE DES TABLEAUX

Tableau		Page
6.1	PROPRIÉTÉS DE CALOPORTEURS TYPES	6-4
6.1.2	QUELQUES COMPARAISONS ENTRE CALOPORTEURS TYPES	6-6
6.1.3	CALOPORTEURS SOLAIRES	6-8
6.2.1	CARACTÉRISTIQUES DES SUBSTANCES À CHANGEMENT DE PHASE	6-10
6.4.1	CLASSIFICATION DES CALOPORTEURS ET DES LIQUIDES DE STOCKAGE	6-33
6.4.2	CLASSIFICATION DES ÉCHANGEURS À DEUX LIQUIDES	6-33
6.4.3	ÉCHELLE GOSSELIN DE TOXICITÉ DE CERTAINS CALOPORTEURS COURANTS:	6-34
6.4.4	COMBINAISONS ÉCHANGEUR-CALOPORTEUR ADMISSIBLES	6-34
6.5.1		6-45

LISTE DES FIGURES

Figure		Page
6.1.1	EFFET DE LA CAPACITÉ DE STOCKAGE SUR L'APPORT DU SOLAIRE À LA DEMANDE EN EAU CHAUDE	6-2
6.1.2	ISOLATION INFÉRIEURE ET SUPPORT DE RÉSERVOIR DE STOCKAGE À FOND PLAT	6-10
6.1.3	VASE D'EXPANSION	6-12
6.1.4	CIRCUIT DE DISSIPATION AUTOMATIQUE DE LA CHALEUR PAR REFROIDISSEMENT À L'AIR	6-14
6.2.1	STOCKAGE DE LA CHALEUR DANS DES SUBSTANCES À CHANGEMENT DE PHASE	6-15
6.3.1		6-21
6.3.2	EMPLACEMENTS DES CAPTEURS DANS UN SYSTÈME TYPE DE CHAUFFAGE À LIQUIDE	6-22
6.3.3	PROFILS DE TEMPÉRATURE TYPES DES LIQUIDES DANS LES CAPTEURS ET LE RÉSERVOIR D'UN SYSTÈME DE CHAUFFAGE À LIQUIDE	6-24
6.4.1	ÉCHANGEUR À CALANDRE, CONTRE-COURANT ET PASSAGE UNIQUE	6-30

		Page
6.4.2	ÉCHANGEUR À FAISCEAU TUBULAIRE	6-30
6.4.3	ÉCHANGEUR DOUBLE ET ÉCHANGEUR À PLAQUES	6-31
6.4.4	ÉCHANGEUR À SERPENTIN SUR ENVELOPPE ET ÉCHANGEUR	6-32
	À DEUX TUBES SOUS ENVELOPPE	6-32
6.5.1	ÉCHANGEURS UTILISÉS AVEC CAPTEURS À SOLUTION DE GLYCOL	6-41
6.5.2	ÉCHANGEUR AVEC ÉCART THÉORIQUE DE TEMPÉRATURE DE 5° (68°-63°-50)	6-42
6.5.3	VARIATION DE LA TEMPÉRATURE MOYENNE DANS LES CAPTEURS EN FONCTION DE L'ÉCART THÉORIQUE ΔT DE L'ÉCHANGEUR	6-44
6.6.1		6-50
6.6.2		6-53

CHAPITRE 6

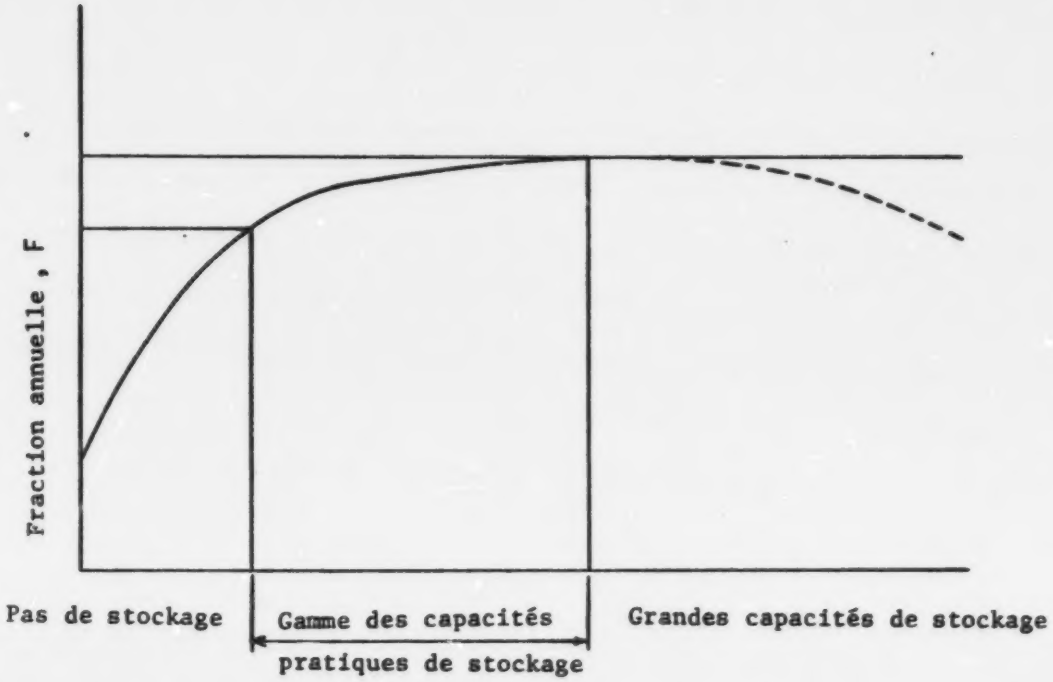
COMPOSANTS DES SYSTÈMES

6.1 STOCKAGE DE LA CHALEUR

Le but du stockage de la chaleur est de recueillir et de stocker l'énergie solaire excédentaire et de la rendre disponible lorsque le rayonnement incident ne permet pas de satisfaire à la demande. La chaleur peut être stockée en élevant la température du milieu de stockage (chaleur sensible), en changeant la phase du milieu de stockage (chaleur latente) ou en utilisant certaines réactions chimiques. La chaleur est récupérée par extraction du réservoir de stockage. Le stockage de la chaleur à long terme, bien que d'intérêt, est encore expérimental et ne sera pas traité en détail ici.

6.1.1 CAPACITÉ DE STOCKAGE

On montre à la figure 6.1.1 l'effet de la capacité de stockage thermique sur l'apport du solaire. Lorsqu'il n'y a pas de stockage, seule l'énergie captée lorsqu'une demande d'énergie se manifeste peut être utilisée. Le stockage permet un certain délai entre la captation et l'utilisation. Au début, l'apport (fraction) solaire augmente rapidement avec l'augmentation de la capacité de stockage, mais cette augmentation est dégressive. Au-delà d'une certaine capacité de stockage pour un chauffe-eau domestique, la fraction solaire commence à décroître, ce qui est dû à une diminution de la température de stockage et, partant, se traduit par une quantité réduite d'énergie utile disponible. Les pertes



Effet de la capacité de stockage sr l'apport du solaire à la

en eau chaude

FIGURE 6.1.1

par les parois des réservoirs de stockage augmentent aussi en fonction de leur surface. Par conséquent, un volume de stockage excessif diminue en fait la performance des chauffe-eau domestiques.

La capacité exacte de stockage nécessaire est fonction des profils de la demande. Pour un chauffe-eau résidentiel où la demande se manifeste principalement le matin et au début de la soirée, lorsque le rayonnement incident est habituellement faible, la capacité de stockage est un facteur critique du système et devrait permettre de répondre à la demande en eau chaude d'une journée.

Une usine qui a une demande en eau chaude continue et un système solaire de dimensions modestes n'aurait pas besoin d'un réservoir de stockage car l'énergie serait utilisée aussitôt après sa captation.

Pour la plupart des applications, la gamme des capacités pratiques de stockage thermique varie de 200 à 300 kJ/°C par m^2 de surface de captation (50 à 75 litres d'eau par mètre carré de capteur). Une règle empirique consiste à dimensionner le réservoir de façon à répondre à la demande quotidienne ou à récupérer l'équivalent du rayonnement incident quotidien.

L'eau est le milieu de stockage le plus courant dans les systèmes à liquide à cause de son prix, de sa forte capacité de stockage thermique, de la constance de sa viscosité et des propriétés thermiques dans la gamme de températures d'intérêt.

On peut aussi utiliser le caloporteur du circuit de captation pour le stockage thermique, mais il est habituellement plus onéreux et offre des propriétés thermiques, chimiques et mécaniques moins intéressantes que l'eau. Les tableaux 6.1.1 et 6.1.2 comparent les propriétés de certains caloporteurs types, alors que le tableau 6.1.3 donne la liste d'un certain nombre de marques de commerce.

TABLEAU 6.1

PROPRIÉTÉS DE CALOPORTEURS TYPES

Propriété	Eau	Glycols		Fluides à base de silicone	Hydrocarbures		Glycérine ("Glycérol" 60 % glycérol/ 40 % eau
		50 % d'éthylène-glycol/eau	50 % propylène-glycol/eau		Aromatiques	Huile paraffinique	
Point de congélation (°C)	0	-36	-33	-50	-62 à -9	-9	-35
Point d'ébullition (°C) (à la pression atmosphérique)	100	110 [197 avec 100 % glycol]	106 [180 avec 100 % glycol]	Nil	181-337	371	110
Stabilité du fluide	Nécessite une surveillance du pH ou de l'inhibiteur	Nécessite une surveillance du pH ou de l'inhibiteur	Nécessite une surveillance du pH ou de l'inhibiteur	Bonne	De bonne à passable	De bonne à passable	Bonne
Point d'éclair (°C)	Nil	Nil [111 avec 100 % glycol]	Nil [99 avec 100 % glycol]	232-315	56-207	149-235	Nil [177 avec 99 % glycol]
Chaleur spécifique (23 °C) (kJ/kg/°C)	4.18	3.35	3.56	1.42-2.01	1.51-2.09	1.80-2.64	3.35
Conductibilité thermique (38 °C) (kW/cm °C)	6.28×10^{-3} à 0 °C	3.98×10^{-3}	3.89×10^{-3}	1.44×10^{-3}	1.21×10^{-3}	1.21×10^{-3}	4.67×10^{-3}
Viscosité dynamique $x10^5$ $n^{2/5}$ à 25 °C	0.083	0.316	0.464	1.86-4.64	0.744-4.64	0.093-5.58	0.651

Toxicité	Dépend de l'inhibiteur utilisé	Modérée à élevée selon l'inhibiteur utilisé	Légère selon l'inhibiteur utilisé	Aucun effet toxique reconnu	Modérée	Faible	Légère
Durée de vie estimée	Dépend de l'inhibiteur utilisé	Moins de 2 ans	Moins de 2 ans	Plus de 5 ans	De 1 à 20 ans	De l'ordre de 10 ans	Plus de 5 ans

TABLEAU 6.1.2

QUELQUES COMPARAISONS ENTRE CALOPORTEURS TYPES

FLUIDE	AVANTAGES	INCONVENIENTS
Eau, non traitée	1. non toxique 2. sûre pour l'environnement 3. bon marché 4. rendement thermique élevé	1. gèle à 0 °C 2. entretient la corrosion galvanique 3. bout à 100 °C 4. favorise l'entartrage 5. modification possible de la composition dans les systèmes à circuit fermé
Mélanges eau/ glycol	1. ne gèlent qu'à -37 °C 2. la technologie des inhibiteurs pour l'éthylèneglycol est bien adaptée à la protection de systèmes composés de plusieurs métaux 3. bouillent à des températures supérieures à celle de l'eau	1. remplacement ou entretien 2. problème de l'élimination de grandes quantités 3. se décomposent aux environs de 138-149 °C en boues et en acides organiques 4. toxiques (éthylèneglycol) 5. dégradation possible des matériaux de construction (toiture)
Hydrocarbures	1. faible coût 2. non volatils 3. moins toxiques que l'éthylèneglycol	1. faible stabilité à l'oxydation 2. faible stabilité thermique aux températures élevées entraînant la formation de boues et d'acides 3. viscosité élevée aux basses températures 4. effets environnementaux analogues à ceux de l'huile à moteur 5. point d'éclair type en vase clos variant de 149 à 216 °C; les fluides ayant des points d'éclair plus élevés ont une viscosité supérieure 6. les dommages aux édifices dus aux fuites peuvent être irréparables du fait de l'odeur et de la faible volatilité de la substance 7. faible conduction thermique

Silicones	1. ne gèlent pas 2. ne bouillent pas 3. pas de corrosion des métaux courants 4. longue durée de vie 5. point d'éclair élevé 6. faible toxicité, le cas échéant	1. faible capacité thermique 2. viscosité élevée 3. onéreux 4. non biodégradables 5. difficiles à sceller 6. forte tendance aux fuites 7. peuvent nécessiter des pompes plus onéreuses (ce qui peut aussi être vrai pour les hydrocarbures)

Fondées sur les dires des fabricants

TABLEAU 6.1.3

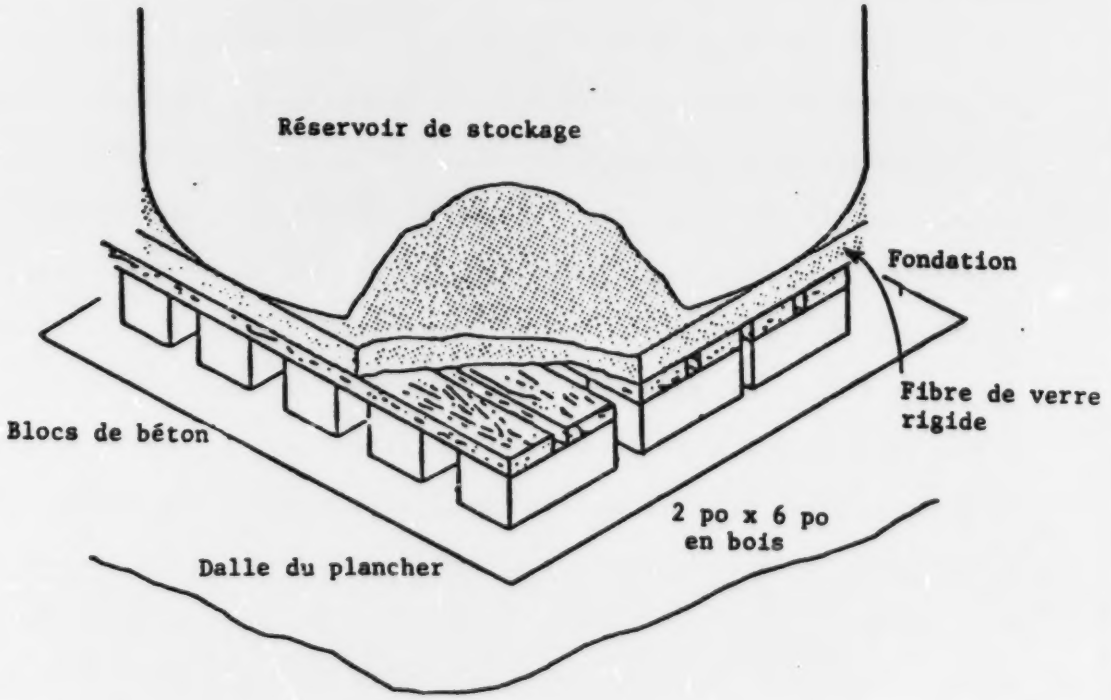
CALOPORTEURS SOLAIRES

NOM DE COMMERCE	FABRICANT	COMPOSITION
*UCAR-17	Union Carbide	Éthylèneglycol
*DOWTHERM SR-1	Dow Chemical	Éthylèneglycol, moins de 5 % d'inhibiteur et moins de 1 % de colorant rouge
UCON-500	Union Carbide	Polyglycols - peuvent contenir moins de 10 % de phényl-ß-naphytylamine
*UNCON-30	Union Carbride	Oxyde d'éthylène
*DOWFROST	Dow Chemical	Propylèneglycol - contient de l'inhibiteur
*UCAR-35	Union Carbide	Propylèneglycol
MOBILTHERM 603	Mobil Oil	Huile paraffinique neutre
MOBILTHERM LIGHT	Mobil Oil	Huile paraffinique riche en aromatiques
SUNTEMP 1	Resource Technology Corp.	Huile paraffinique pauvre en aromatiques; contient du colorant rouge (moins de 1 %)
CALORIA HT-43	Exxon	Huile paraffinique pauvre en aromatiques (14 %)
THERMIA 33	Shell	Huile paraffinique - teneur en aromatiques 20-25 %
PROCESS OIL-3029	Exxon	Huile naphténique minérale, teneur en aromatiques inférieure à 10 %
*DOW CORNING 200	Dow Corning	Huile de silicone
SF 96	Générale Electrique	Polydiméthylsiloxane
*THERMINOL 66	Monsanto	Mélange de terphényles
*DOWTHERM A	Dow Corning	Mélange de diphényle et d'oxyde de diphényle
SOLARGARD G	Daystar	Glycérol (USP) 60 %/eau 40 %

Les réservoirs de stockage peuvent être construits à partir d'un certain nombre de métaux et sous plusieurs formes. Le modèle dépendra de l'emplacement du réservoir, de la température et de la pression de stockage. Dans tous les cas, il serait bon de concevoir le système de stockage de façon à favoriser la stratification thermique pour améliorer l'efficacité du système.

Les réservoirs de stockage devraient être placés à l'intérieur où les pertes de chaleur peuvent être récupérées en chauffage alors que les réservoirs extérieurs et souterrains sont sujets à la corrosion et à la détérioration de l'isolant. Pour des températures élevées ou des pressions importantes, les réservoirs en acier sont recommandés; les chauffe-eau sous pression de qualité commerciale viennent sous différentes formes et dimensions, mais sont assez onéreux. Les réservoirs en métal mince, en plastique renforcé de fibre de verre (F.R.P.), ceux en bois ou en maçonnerie garnis d'une membrane de plastique constituent d'autres solutions à prix modéré pour le stockage thermique sans pression. Il peut être approprié d'utiliser les murs de fondation comme un ou plusieurs des côtés du réservoir. Les réservoirs construits sur place ont l'avantage de présenter des dimensions qui ne sont pas restreintes par celles des portes et des couloirs. Les réservoirs carrés ou rectangulaires sont faciles à isoler. Les réservoirs de stockage devraient être isolés des murs et du sol. Les revêtements ou les membranes étanches du réservoir devraient être souples et assez résistants pour ne pas être endommagés si les parois ou les pieds du réservoir se déplacent ou se fissurent. Le réservoir ainsi que la membrane devraient être accessibles pour réparations ou modifications.

Des niveaux d'isolation de RSI5 (R30) et RSI2 (R 10-12) sont recommandés pour les réservoirs de stockage extérieurs et intérieurs



Isolation inférieure et support de réservoir de stockage à fond plat

FIGURE 6.1.2

respectivement. Les réservoirs à fond plat devraient reposer sur de l'isolant rigide pour réduire les pertes par le bas (figure 6.1.2). Les supports en forme de selle sous les réservoirs cylindriques sont assez difficiles à isoler, mais l'effort en vaut la peine. Il faudrait voir en particulier à ce que l'isolant sur le plancher ne soit pas en contact avec de l'eau, car humide, il perd ses propriétés.

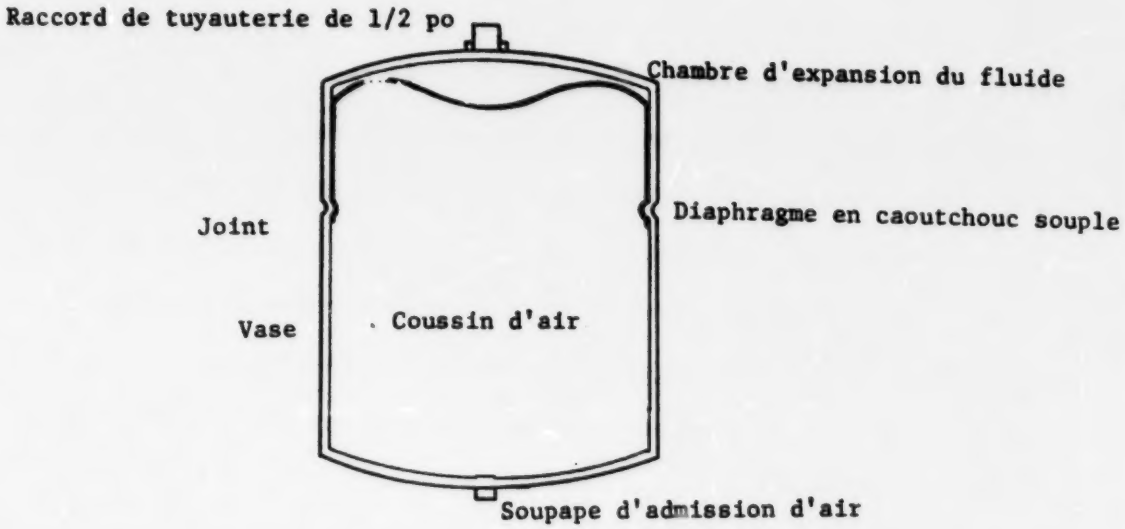
Il faut isoler les réservoirs souterrains avec un matériau hydrofuge et imputrescible. Les réservoirs devraient être placés en-dessous de la ligne de gel et au-dessus de la nappe phréatique, ce qui rend impossible leur utilisation dans la plupart des endroits au Canada. Autant que possible, il faut éviter les installations souterraines.

Il faut prévoir dans la conception du système de stockage une méthode pour vider par purge ou pompage le contenu des réservoirs, ainsi que des raccords diélectriques lorsque la tuyauterie et les réservoirs sont de métaux différents.

Il faut aussi prévoir la dilatation et la contraction du liquide de stockage. Dans les réservoirs ouvert, cela veut dire qu'il faut laisser suffisamment d'espace libre ou prévoir un tuyau de trop-plein. Dans les systèmes sous pression, il faut prévoir des vases d'expansion ou des soupapes de sûreté pour éviter toute surpression (figure 6.1.3).

Il faut aussi éviter les surchauffes. Dans les systèmes ouverts, on peut laisser l'eau bouillir. Cela entraîne l'entartrage du réservoir de stockage et nécessite un système d'alimentation d'appoint. Les températures élevées peuvent aussi endommager les capteurs.

(11



Vase d'expansion

FIGURE 6.1.3

Il est important d'incorporer dans les systèmes de stockage sous pression des soupapes de sûreté. Si la température "de détente" des soupapes est bien supérieure à 100 °C, l'eau jaillira sous la forme d'un jet de vapeur, ce qui présente un danger nécessitant une attention particulière. En permettant à l'eau chaude du réservoir de jaillir et en introduisant de l'eau froide pour la remplacer, on peut maintenir des températures de stockage sécuritaires.

On peut utiliser d'autres moyens pour éviter des températures de stockage excessives:

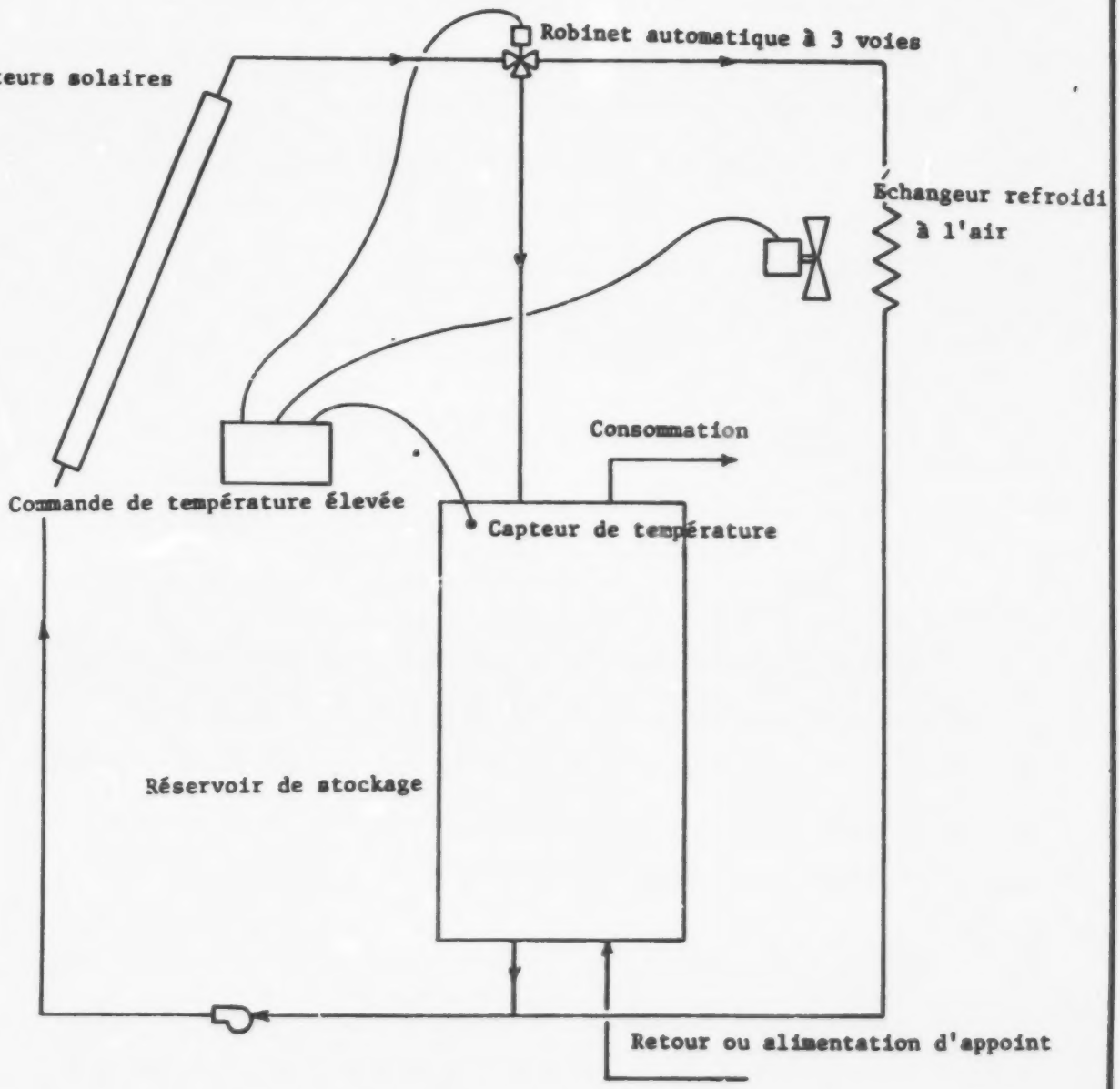
1. serpentin avec ventilateur, refroidi par l'air extérieur (figure 7.1.4)

2. arrêt de la pompe du circuit des capteurs lorsque la température est élevée, avec ébullition dans les capteurs plutôt que dans le réservoir de stockage. Les capteurs doivent pouvoir supporter ces températures de stagnation et permettre l'évacuation de la vapeur.

Lorsqu'on prévoit l'ébullition dans les capteurs ou le réservoir de stockage, il est recommandé de traiter l'eau avec des adoucisseurs ou des inhibiteurs de corrosion. On ne recommande pas les solutions de glycol pour des températures supérieures à 150 °C, car à ces températures il y a accélération de la décomposition chimique en acide.

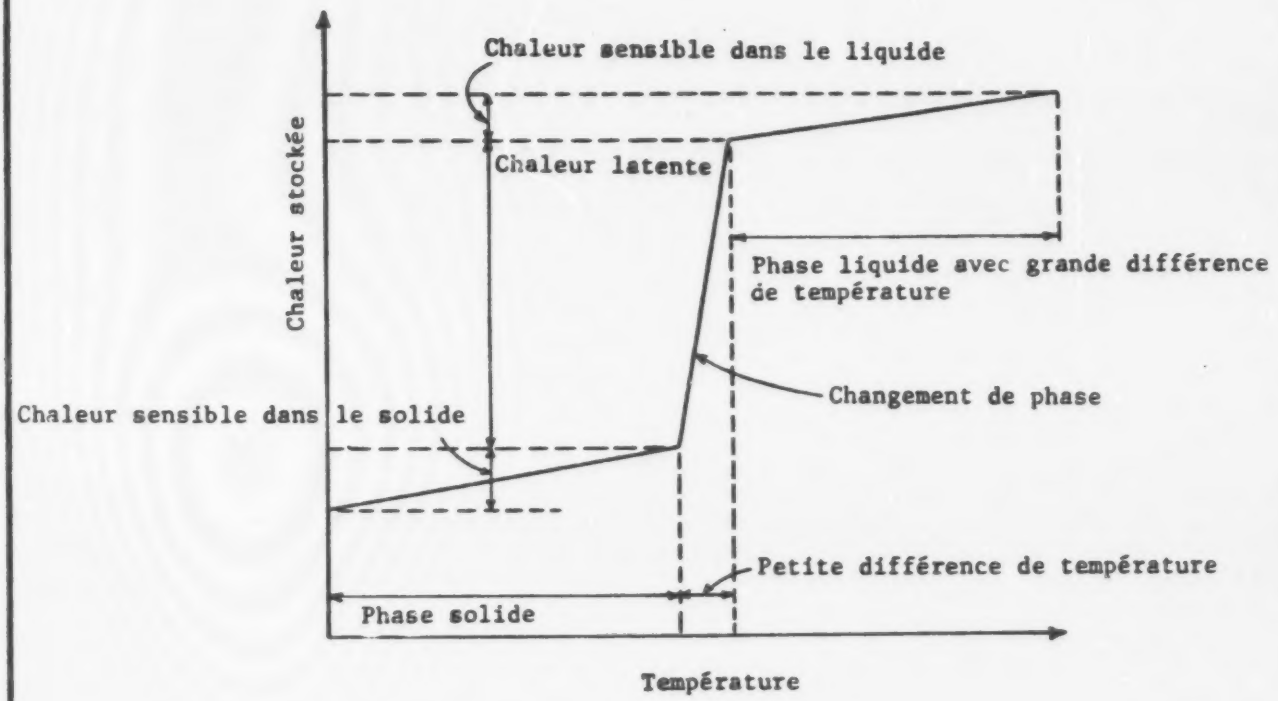
6.2 SUBSTANCES À CHANGEMENT DE PHASE

Comme leur nom le suggère, les substances à changement de phase (SCP) utilisent la chaleur latente de fusion pour stocker l'énergie thermique: la chaleur est stockée par liquéfaction (figure 6.2.1). Les avantages des substances à changement de phase sont le faible volume nécessaire pour stocker une quantité de chaleur donnée et la température presque constante de stockage. Les températures de stockage relativement



Circuit de dissipation automatique de la chaleur par refroidissement à l'air

FIGURE 6.1.4



Stockage de la chaleur dans des substances à changement de phase

FIGURE 6.2.1

faibles permettent un rendement élevé des capteurs et le fait d'une température constante simplifie la conception du système. Dans les systèmes passifs, des matériaux à changement de phase à basse température sont utilisés pour éviter la surchauffe des locaux durant la journée et le refroidissement excessif la nuit. Dans ce type particulier d'application, qui n'admet que des variations de température limitées, le volume d'eau ou de maçonnerie nécessaire est considérable - de l'ordre de 10 fois celui requis lorsqu'on utilise des matériaux à changement de phase.

Voici quelques caractéristiques souhaitables des substances à changements de phase:

1) point de fusion approprié
2) peu ou pas de sous-refroidissement pour amorcer la solidification
3) chaleur de transition élevée
4) stabilité chimique (c'est-à-dire pas de perte de capacité de stockage en fonction du temps)
5) faible coût
6) ininflammabilité et non toxicité
7) faible variation de volume lors de la transition
8) conduction thermique élevée
9) pression de vapeur faible

Deux classes de substances à changement de phase présentent actuellement de l'intérêt dans le domaine du solaire: les composés organiques tels que la paraffine et les sels hydratés tels que le sulfate de sodium (déca)hydraté, appelé communément sels de Glauber. Les SCP organiques tendent à être plus stables que les hydrates, mais elles possèdent une large gamme de températures de fusion. La faible conduction

thermique, l'inflammabilité élevée et les grandes variations de volume au cours de la fusion sont d'autres limitations des SCP organiques. Dans les sels hydratés, l'hydratation et la déshydratation remplacent la congélation et la fusion. Les hydrates sont classés, selon leurs propriétés de changement de phase, comme (1) congruents (les compositions des phases solide et liquide ont le même rapport sel-eau liée (simple congélation-fusion)), (2) semi-congruents (la substance a deux ou plusieurs formes hydratées avec des points de fusion différents) et (3) incongruents (les phases solide et liquide ont des rapports sel-eau liée différents, ce qui entraîne la formation d'un précipité de sel anhydre insoluble qui, s'il sédimente, entraîne une réduction de la capacité de stockage thermique). Les sels congruents de caractéristiques appropriées sont trop onéreux pour la plupart des applications de stockage solaire. Les sels incongruents et semi-congruents sont moins onéreux et ont été l'objet de la plupart des recherches qui ont surtout portées sur l'élimination de leurs limitations.

On a résolu la difficulté du passage de la solution liquide à l'état cristallin sans sous-refroidissement en utilisant des agents de nucléation et en plongeant une surface froide ou réfrigérant "cold finger" dans la substance à changement de phase pour favoriser la nucléation.

On peut réduire la sédimentation des précipités dans les sels incongruents de trois façons: les sels hydratés du réservoir de stockage peuvent être mélangés de façon mécanique; les cristaux peuvent être mis en suspension dans de la tourbe par l'addition d'épaississeurs; la substance peut être disposée en couches horizontales très minces (ce qui réduit les distances de sédimentation).

TABLEAU 6.2.1

CARACTÉRISTIQUES DES

SUBSTANCES À CHANGEMENT DE PHASE

Désignation	Point de fusion °C	Chaleur de fusion	
		kJ/kg	kJ/L
Sels inorganiques hydratés			
Chromate de sodium			
Nitrate de manganèse			
Acide orthophosphorique			
Nitrate de lithium			
Chlorure de calcium			
Sels de Glauber			
Phosphate disodique			
Nitrate manganeux			
Nitrate de zinc			
Nitrate de calcium			
Thiosulfate (hypo)			
Nitrate nickeleux			
Nitrate cobalteux			
Nitrate de cadmium			
Trioxyde de soufre			
Nitrate de magnésium			
Chlorhydrate d'hydrazine			
Chlorure de magnésium			
Sels inorganiques anhydres			
Tribromure d'arsenic			
Acide métaphosphorique			
Acide phosphorique			
Trichlorure d'antimoine			
Tribromure d'antimoine			
Bromure d'aluminium			
Sulfate acide d'ammonium			
Nitrate d'ammonium			
Thiocyanate de potassium			

Cires et solides organiques

- Anthracène
- Anthraquinone
- Naphtalène
- Naphtol
- Cire d'abeille
- Acide stéarique (suif)
- Paraffine amorphe

Les contenants de SCP, qui supportent la dilatation thermique, résistent à la corrosion, empêchent la sédimentation et favorisent l'échange thermique et la nucléation, sont plus onéreux que les substances elles-mêmes. Jusqu'à maintenant, c'est le coût qui empêche surtout l'utilisation des substances à changement de phase dans les systèmes de stockage.

6.3 COMMANDES

Les commandes d'un système solaire doivent assurer la captation et le stockage automatique de l'énergie solaire lorsqu'elle est disponible, et coordonner l'utilisation de l'énergie stockée en fonction des exigences de l'utilisateur. La captation devrait être maximisée, alors que la consommation d'énergie électrique devrait être minimisée. En cas d'une panne des commandes, le système devrait offrir une "sécurité totale". Tout cela devrait être fait simplement, logiquement, d'une façon fiable, et à bon marché.

Les trois éléments fondamentaux (figure 6.3.1) d'un système de commande sont les capteurs, les comparateurs et les dispositifs de sortie. Les capteurs (habituellement des capteurs de température) détectent ou mesurent des variables à des endroits pertinents du système. Les comparateurs comparent les conditions indiquées par les capteurs à quelques valeurs préréglées ou à la valeur mesurée par un autre capteur. Cette comparaison est utilisée pour activer les dispositifs de sortie selon un programme. Les dispositifs de sortie sont des dispositifs mécaniques tels que robinets automatiques, démarreurs de ventilateur ou de pompe, et commandes de moteur à vitesse variable.

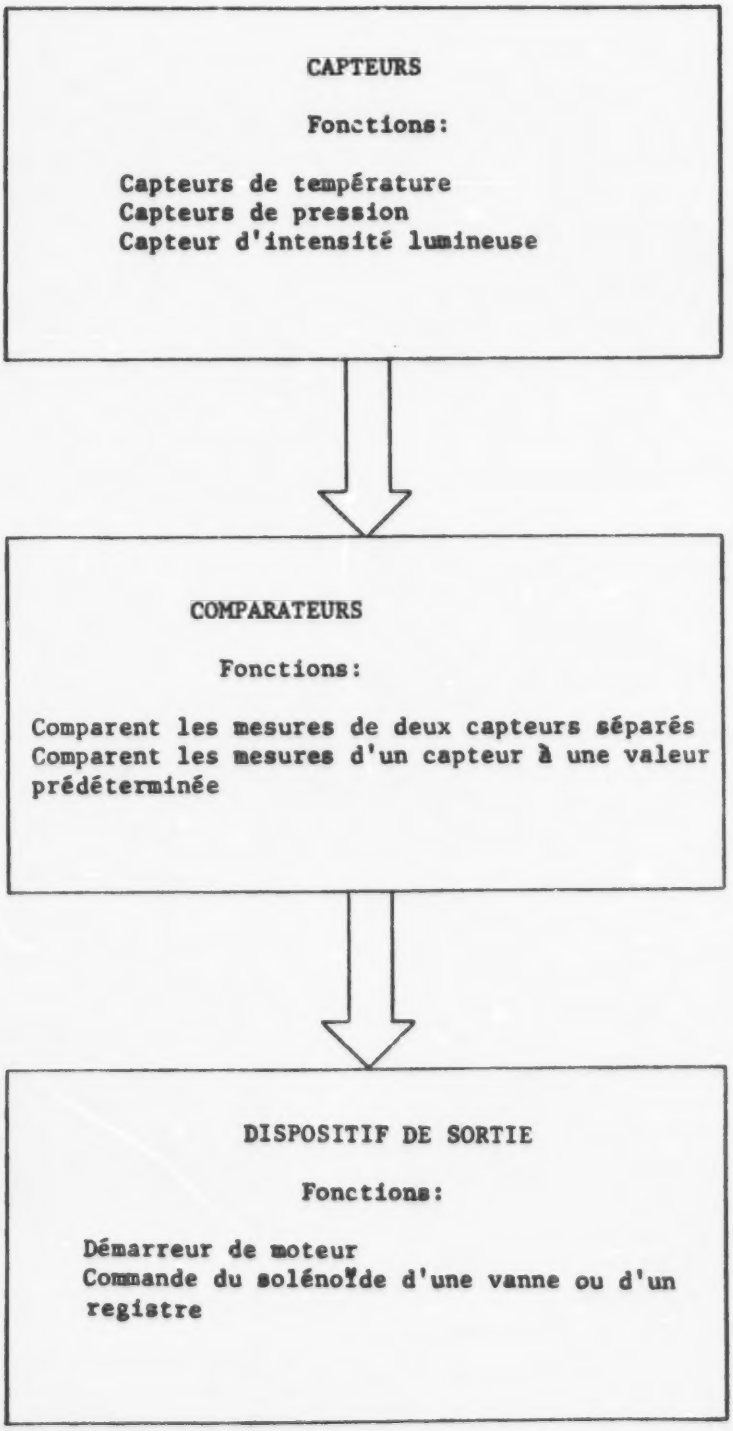
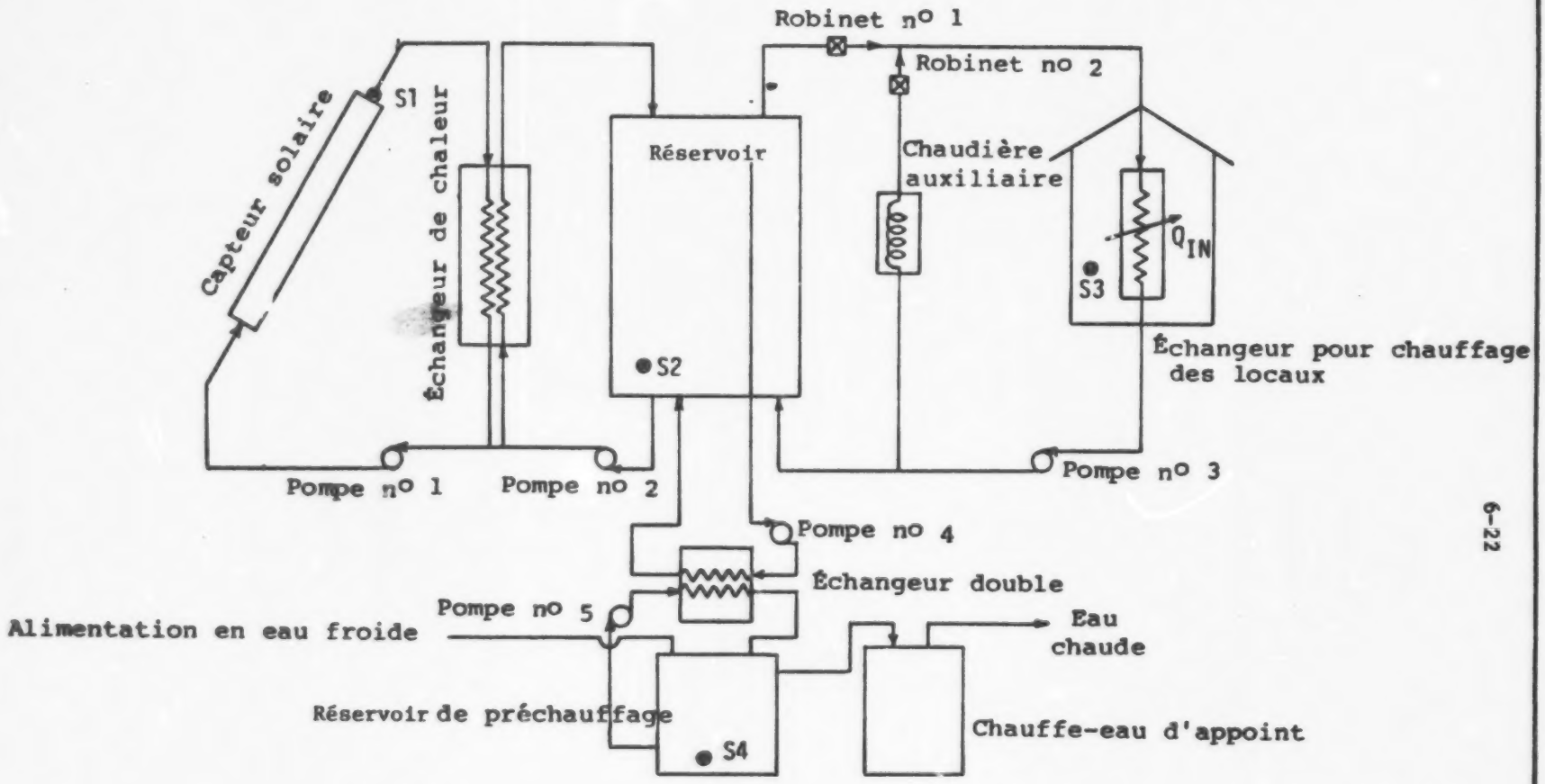

CAPTEURS
Fonctions:
Capteurs de température
Capteurs de pression
Capteur d'intensité lumineuse
COMPARATEURS
Fonctions:
Comparent les mesures de deux capteurs séparés
Comparent les mesures d'un capteur à une valeur prédéterminée
DISPOSITIF DE SORTIE
Fonctions:
Démarreur de moteur
Commande du solénoïde d'une vanne ou d'un registre

FIGURE 6.3.1



Emplacement des capteurs dans un système type de chauffage à liquide

FIGURE 6.3.2

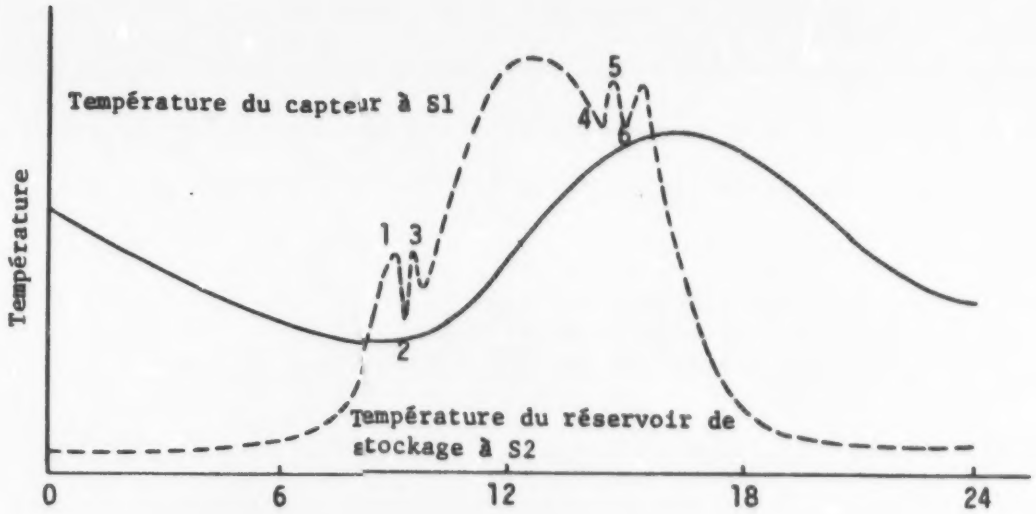
Les commandes les plus simples et les moins coûteuses sont les interrupteurs marche-arrêt. Les commandes avec modulation sont plus complexes et plus coûteuses, mais elles assurent un fonctionnement plus efficace du système. Toutefois, l'augmentation d'efficacité compense rarement l'augmentation de coût.

On comprend plus facilement le fonctionnement des commandes si elles sont regroupées par zones. Habituellement, un système de commandes peut être divisé en un certain nombre de segments logiques et séparés. Par exemple, le système de la figure 6.3.2 peut être séparé en trois zones:

1) circuit capteurs-stockage;
2) circuit stockage-préchauffage;
3) circuit stockage-chauffage des locaux.

6.3.1 Circuit capteurs-stockage

Lorsque les capteurs solaires reçoivent du rayonnement solaire incident, la température de l'absorbeur augmente et le caloporteur chauffe. Le capteur de température du capteur solaire (S1 sur la figure 6.3.2) perçoit cette augmentation de température. Un comparateur compare la température du capteur solaire et celle du réservoir de stockage. Lorsque la température mesurée par S1 est supérieure à celle du réservoir en S2 d'une valeur prédéterminée, les pompes de circulation (ou ventilateurs) du circuit capteur-stockage sont mises en marche. Lorsque la différence de température devient inférieure à une valeur prédéterminée légèrement plus basse, les pompes s'arrêtent. La différence de température nécessaire pour que les pompes démarrent est ordinairement de 10 °C et, pour qu'elles s'arrêtent, de 2 °C. Cette zone morte devrait être aussi importante que possible de façon à limiter le nombre de cycles arrêt-marche des pompes



Profils de température types des liquides dans les capteurs et le réservoir d'un système de chauffage à liquide

FIGURE 6.3.3

(ou ventilateurs) tout en maintenant une différence de température de démarrage assez faible afin de ne pas diminuer sensiblement le rendement du système. La figure 6.3.3 donne un exemple du profil de température de capteurs pour une journée ensoleillée et indique aussi les démarrages des pompes.

Le caloporteur est prélevé à la partie inférieure du réservoir (partie la plus froide) et retournée (après chauffage) à la partie supérieure. Ainsi, une stratification thermique est favorisée dans le réservoir et, comme la partie la plus froide du caloporteur est chauffée, le rendement du capteur devrait être maximal. La différence de température seuil, typiquement de 10 ^{o}C, devrait refléter cette stratification thermique et la chute de température dans la tuyauterie et les conduites, entre la partie supérieure du capteur et l'entrée du réservoir de stockage.

6.3.2 Circuit de préchauffage

L'eau chaude domestique préchauffée peut être prélevée directement du réservoir de stockage ou d'un circuit de préchauffage séparé (figure 6.3.2). Ce circuit de préchauffage séparé fonctionne selon le même principe que le circuit capteurs-stockage (prélèvement du fluide chaud de la partie supérieure du réservoir de stockage, passage dans l'échangeur de chaleur et retour à la partie inférieure du réservoir de stockage): l'eau froide est prélevée de la partie inférieure du réservoir de préchauffage, réchauffée dans l'échangeur de chaleur et retournée à la partie supérieure du réservoir de préchauffage. La température du réservoir de préchauffage est comparée à celle du réservoir de stockage; selon l'écart, les pompes de circulation sont mises en marche. L'eau préchauffée est acheminée vers le chauffe-eau où elle est portée à la température d'utilisation.

6.3.3 Circuit de chauffage des locaux

Les commandes du système de chauffage solaire doivent être intégrées à celles du système classique; un des moyens consiste à utiliser un thermostat à deux niveaux. Lorsque la température ambiante tombe en dessous du premier niveau, la chaleur du réservoir de stockage est dirigée vers le système de chauffage afin de satisfaire à la demande. Si le système solaire ne peut suffire à la demande, la température continue de tomber jusqu'au deuxième niveau; les commandes court-circuitent le système solaire et mettent en route le système classique. (Dans le système de la figure 6.3.2., le rotinet 1 se ferme et le robinet 2 s'ouvre, si bien que la circulation se fait à travers la chaudière auxiliaire déjà mise en marche pour satisfaire à la demande). Lorsque le système est réglé de façon à minimiser le nombre de cycles des fonctions des commandes, la température des locaux subit des variations importantes (5 °C). La réduction de la plage de fonctionnement diminue ces variations de température, mais augmente le nombre de cycles de fonctionnement. Un moyen de réduire les variations de température ambiante consiste à limiter l'utilisation de la chaleur stockée aux périodes où la température de stockage est supérieure à 40 °C ou 50 °C par exemple. Lorsqu'elle tombe au premier niveau du thermostat, la chaudière auxiliaire se met automatiquement en marche.

Un autre moyen consiste à séparer complètement les systèmes de chauffage classique et solaire, et à régler les commandes du système solaire à des températures légèrement supérieures à celles du système classique. Si la demande ne peut être satisfaite par le système solaire, la température ambiante tombe suffisamment pour qu'intervienne le système classique, qui, avant de s'arrêter, élève la température ambiante à une valeur légèrement inférieure au point de réglage du thermostat du système

solaire. Le système solaire continue de fonctionner jusqu'à ce que toute la chaleur stockée soit utilisée ou jusqu'à ce que le système ait satisfait la demande.

Cette méthode est la plus utilisée avec les capteurs à air. L'air fourni, disons à 25 °C, est utilisable pour le chauffage des locaux, alors que l'eau du réservoir de stockage doit être à 35 °C ou plus pour fournir assez de chaleur utile à travers un serpentin avec ventilateur. Cette différence des températures de fonctionnement peut conduire à un meilleur rendement du système avec des capteurs à air qu'avec des capteurs à liquide de rendement nominal analogue. Il est possible de réduire la température de stockage utile des systèmes à liquide au moyen de pompes à chaleur qui sont maintenant très répandues.

6.3.4 Choix et emplacement des commandes

L'emplacement des capteurs (détecteurs) est important pour le fonctionnement efficace des systèmes solaires. Il faut mesurer la température des capteurs solaires à la sortie, dans le haut du panneau. Si possible, il faut immerger le capteur de température dans le caloporteur. S'il ne peut être immergé directement, il faut bien s'assurer que les capteurs de température donnent la valeur exacte de la température du caloporteur dans le panneau solaire, ou de l'absorbeur. Le capteur de température des capteurs solaires devrait résister aux températures de stagnation sans se briser ni se détacher de sa monture.

Il faudrait placer dans la conduite du caloporteur allant des capteurs à l'échangeur de chaleur une commande pour couper les pompes lorsque la température du caloporteur est trop basse, cela afin d'éviter le gel de l'échangeur de chaleur en cas de panne des commandes et le

fonctionnement indû des pompes malgré la basse température du caloporteur.

Dans les réservoirs de stockage, des capteurs de température devraient être placés dans la partie inférieure pour mesurer la température de l'eau la plus froide (c'est elle qu'il faut chauffer), la stratification thermique pouvant être très importante.

Des limiteurs de température devraient être placés à la partie supérieure du réservoir pour mesurer les températures maximales.

Des limiteurs de pression devraient être placés dans des endroits stratégiques du circuit et fixés aux composants du système les plus sensibles à la pression.

Il serait bon de prévoir une méthode de vérification des fonctions de commande lors de la conception pour permettre à l'opérateur de réparer plus facilement le système.

Il se vend maintenant une grande variété de commandes à semi-conducteurs de bonne qualité, conçues spécifiquement pour les applications solaires. Elles sont généralement moins cher que les systèmes de commande hybrides, conçus à partir d'éléments de CVCA classiques dans le but de réaliser la logique de commande appropriée. De plus, les commandes conçues pour l'industrie solaire sont moins difficiles à installer et ont habituellement des caractéristiques utiles additionnelles.

On donne, dans les références à la fin du présent chapitre, la liste d'un certain nombre de publications sur les commandes pour systèmes solaires.

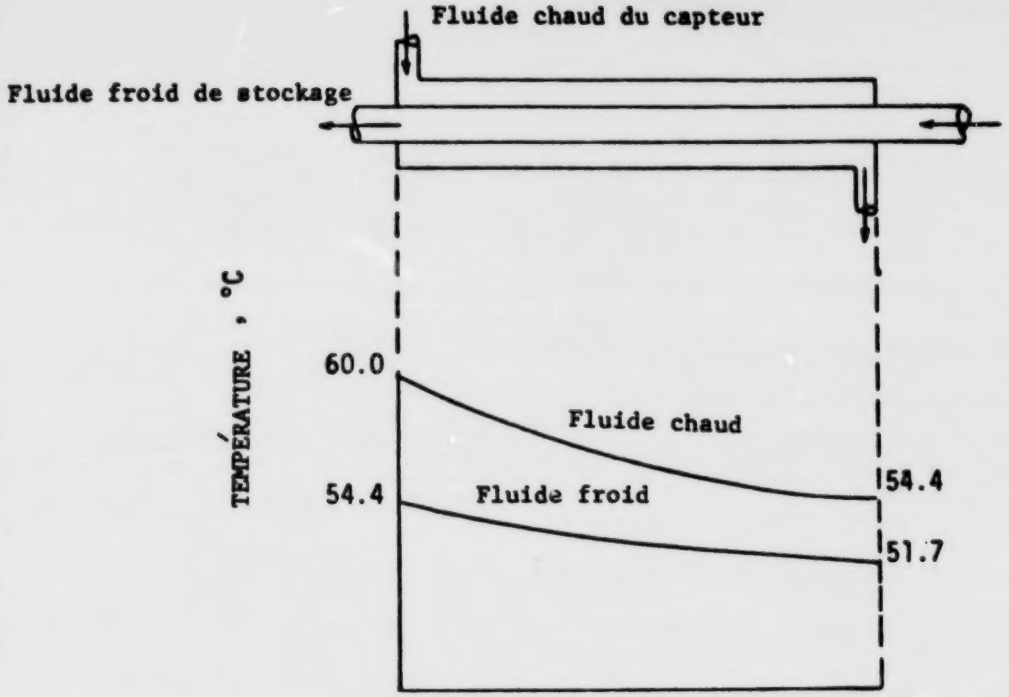
6.4 ÉCHANGEURS DE CHALEUR ET CALOPORTEUR

6.4.1 Introduction

Des échangeurs de chaleur faits de différents matériaux sont disponibles sous diverses formes et peuvent être utilisés pour diverses applications. Le choix d'une forme d'échangeur de chaleur est fonction des critères spécifiques de conception correspondant à l'application considérée.

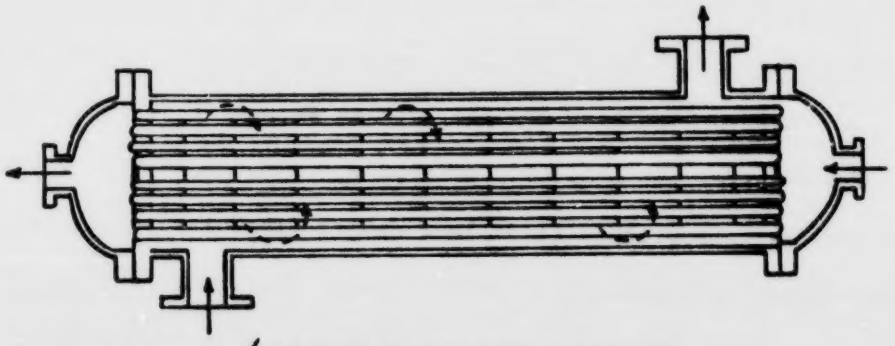
Dans les échangeurs de chaleur à contre-courant, où le fluide à chauffer et le liquide chauffant circulent en sens opposés (figure 6.4.1), on minimise la différence de température entre le fluide chaud sortant (circuit capteurs) et le fluide froid entrant (circuit stockage). Les échangeurs de chaleur à contre-courant et à faisceau tubulaire (figure 6.4.2), compacts et efficaces, conviennent aux systèmes solaires. Si l'échangeur de chaleur est utilisé pour chauffer l'eau domestique, il faut qu'il soit à double échange pour éviter la contamination de l'eau par le caloporteur, cette caractéristique pouvant être exigée par le code de la plomberie. On montre à la figure 6.4.3 un échangeur double. Il n'y a pas encore de politique nationale préconisant ce type, et les exigences varient d'une juridiction à l'autre. La sélection du type d'échangeur se fait d'après un classement des caloporteurs selon leur danger (toxicité) et la possibilité de non-détection des fuites. Ce classement détermine le type d'échangeur de chaleur qu'il faut utiliser pour le chauffage de l'eau domestique. Les tableaux 6.4.1 à 6.4.4 illustrent un classement semblable fondé sur les directives émises dans "Potable Water Protection in Domestic Hot Water Heating System" du CNRC, décembre 1979, numéro de contrat 079-010.

Les sections suivantes traitent de facteurs de sûreté des chauffe-eau domestiques solaires.



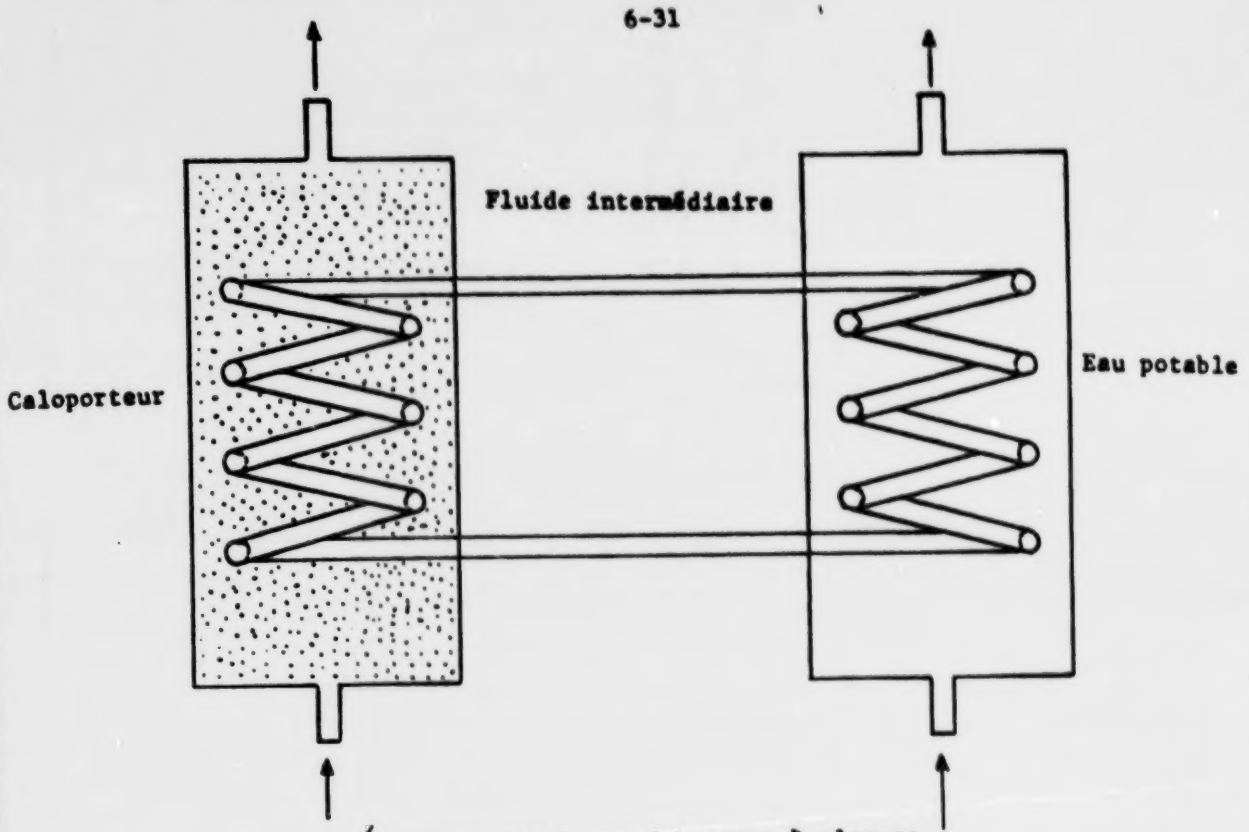
Échangeur à calandre, contre-courant et passage unique

FIGURE 6.4.1

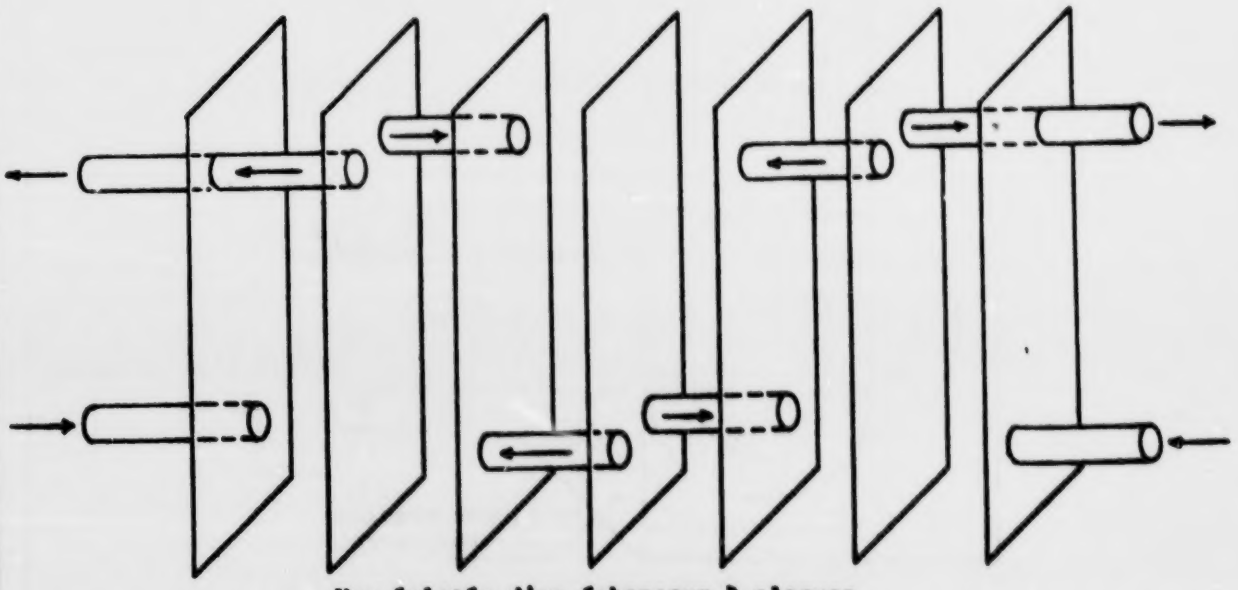


Échangeur à faisceau tubulaire

FIGURE 6.4.2

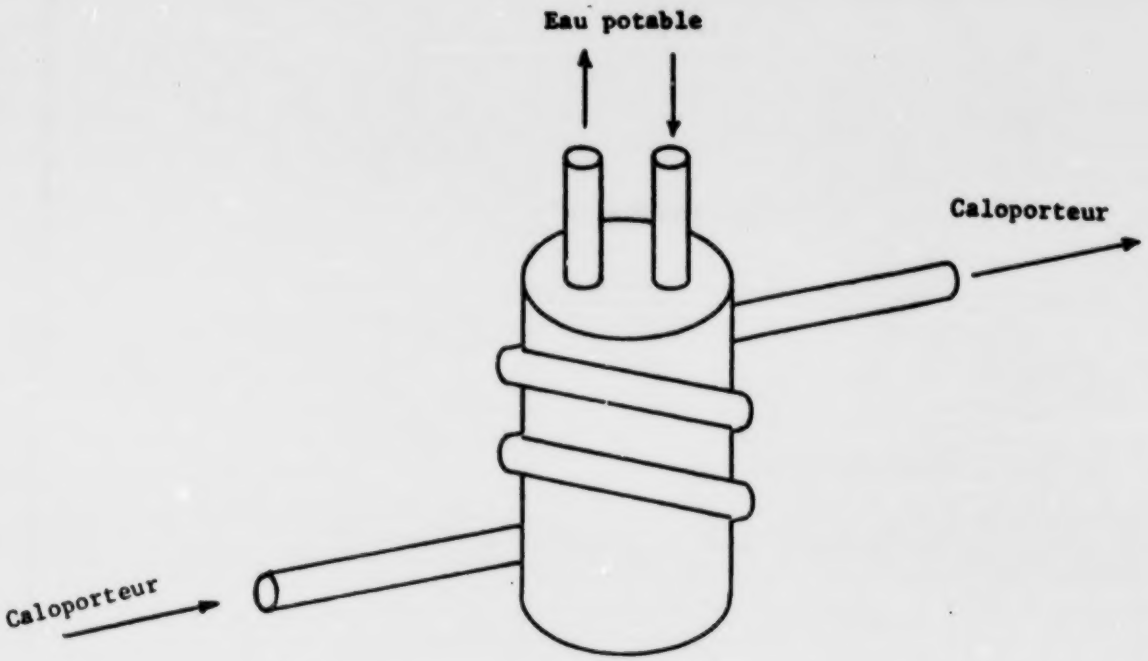


Échangeur double et échangeur à plaques

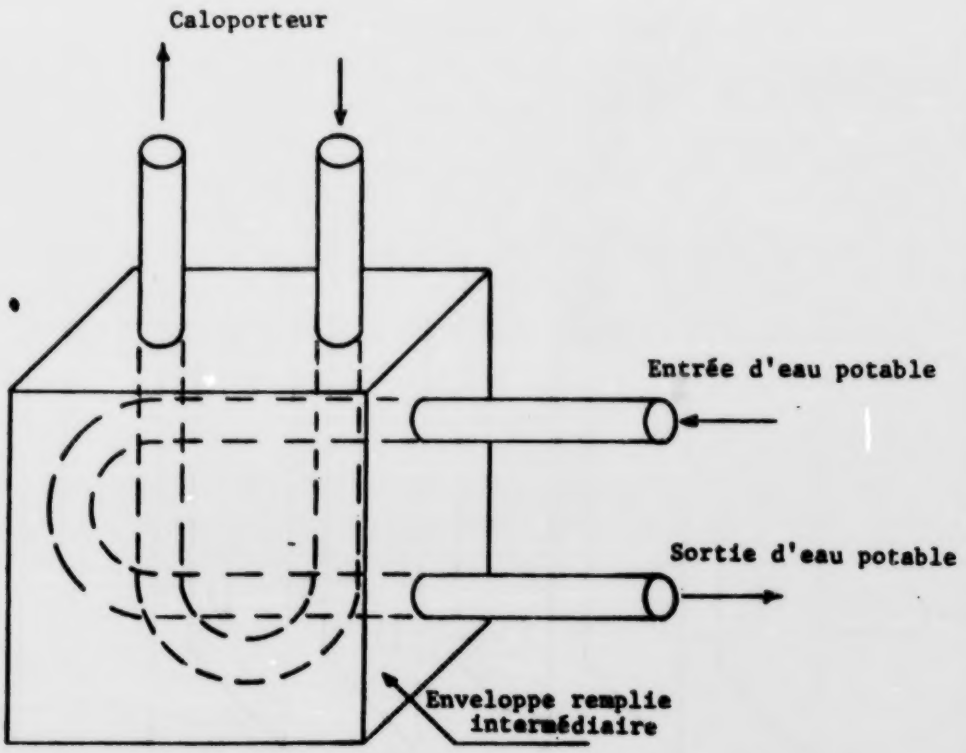


Vue éclatée d'un échangeur à plaques

FIGURE 6.4.3



Échangeur à serpentin sur enveloppe (contact étroit)



Échangeur à serpentin sur enveloppe et échangeur à deux tubes sous enveloppe

FIGURE 6.4.4

TABLEAU 6.4.1

CLASSIFICATION
DES CALOPORTEURS ET
DES LIQUIDES DE STOCKAGE

CLASSE A.a.	EAU POTABLE
CLASSE A.b.	TOUT LIQUIDE DE TOXICITÉ 1 À L'ÉCHELLE GOSSELIN, CONTENANT UN INDICATEUR APPROPRIÉ
CLASSE B.a.	TOUT LIQUIDE DE TOXICITÉ 1 À L'ÉCHELLE GOSSELIN
CLASSE B.b.	TOUT LIQUIDE DE TOXICITÉ 2 À L'ÉCHELLE GOSSELIN, CONTENANT UN INDICATEUR APPROPRIÉ
CLASSE C.	TOUT LIQUIDE DE TOXICITÉ 2 À L'ÉCHELLE GOSSELIN
CLASSE D.	TOUT LIQUIDE DE TOXICITÉ 3 À L'ÉCHELLE GOSSELIN

LES LIQUIDES DE TOXICITÉ DE PLUS DE 3 À L'ÉCHELLE GOSSELIN NE DOIVENT PAS ÊTRE UTILISÉS DANS UN SYSTÈME D'EAU POTABLE.

TABLEAU 6.4.2

CLASSIFICATION
DES ÉCHANGEURS À DEUX LIQUIDES

CLASSE 1.	ÉCHANGEURS SIMPLES
CLASSE 2.a	ÉCHANGEURS SIMPLES AVEC PROTECTION
CLASSE 2.b.	ÉCHANGEURS DOUBLES
CLASSE 3.	ÉCHANGEURS DOUBLES AVEC PROTECTION
CLASSE 4.	ÉCHANGEURS DOUBLES PERMETTANT LA DÉTECTION VISUELLE DES FUITES

TABLEAU 6.4.3

ÉCHELLE GOSSELIN DE TOXICITÉ
DE CERTAINS CALOPORTEURS COURANTS

INDICE	SIGNIFICATION	EXEMPLES
0	NON TOXIQUE	EAU POTABLE
1	PRATIQUEMENT NON TOXIQUE	PROPYLÈNEGLYCOL
2	LÉGÈREMENT TOXIQUE	ÉTHYLÈNEGLYCOL ÉTHANOL (ENTRE 2 et 3)
3	MODÉRÉMENT TOXIQUE	MÉLANGE D'ÉTHERS PHÉNYLIQUE ET BIPHÉNYLIQUE (DOWNTHERM A*)
4	TRÈS TOXIQUE	
5	EXTRÊMEMENT TOXIQUE	

* MARQUE DE COMMERCE

TABLEAU 6.4.4

COMBINAISONS ÉCHANGEUR-CALOPORTEUR ADMISSIBLES

CLASSE DE CALOPORTEUR	CLASSE D'ÉCHANGEUR			
	1	2	3	4
A	A	A	A	A
B	I	A	A	A
C	I	I	A	A
D	I	I	I	A

I - INADMISSIBLE

A - ADMISSIBLE

6.4.2 Réduction des possibilités de fuite

La conception et le choix minutieux des éléments réduit leurs possibilités de défaillance, donc de fuite de caloporteur. Une défaillance peut être le résultat d'une négligence, par exemple dans le soudage ou le brazage des joints de l'échangeur, d'une rupture d'un joint d'étanchéité ou d'un choc thermique excessif. La corrosion dans les systèmes utilisant des métaux sensibles peut être importante. Le pH du caloporteur, sa température, les concentrations d'oxygène et de produits chimiques dissous, les jonctions entre des métaux différents sont tous des facteurs qui peuvent accélérer la corrosion. Les débits élevés favorisent l'érosion, en particulier lorsqu'il y a changement de direction de l'écoulement comme c'est le cas dans les tubes en U des échangeurs. Si on porte une attention particulière au choix des matériaux utilisés dans le système, à la conception et à la construction des éléments, les risques de fuite peuvent être minimisés.

6.4.3 Réduction des possibilités de fuite de caloporteur dans l'alimentation d'un chauffe-eau

La possibilité d'une fuite entre le circuit du caloporteur et celui de l'eau à chauffer peut être éliminée de façon très efficace en réduisant le nombre de points potentiels de croisement. Habituellement, le seul endroit où il peut y avoir contamination dans un système à deux fluides est l'échangeur.

Avec des échangeurs doubles bien conçus et bien installés, toute contamination est presque impossible. Toutefois, les échangeurs doubles sont plus coûteux et moins performants que les échangeurs simples. Par ailleurs, il existe peu de données sur la performance des échangeurs doubles, et le choix est limité.

Une autre solution pour éviter toute contamination potentielle due à des fuites consiste à favoriser les fuites dans le sens le moins dommageable. En maintenant dans le circuit du caloporteur une pression inférieure à celle du circuit d'eau potable, toute fuite se fera de l'eau domestique vers le caloporteur. L'installation judicieuse d'un vase d'expansion de dimensions appropriées et de limiteurs de pression assurera dans le circuit du caloporteur une pression inférieure à la pression normale du circuit d'eau.

Une baisse de la pression dans le circuit d'eau potable augmente les possibilités de contamination, à moins que certaines mesures ne soient prises, comme la pose d'un purgeur à pression différentielle qui vide automatiquement le circuit du caloporteur si sa pression dépasse celle du circuit d'eau. Une seconde mesure est la vidange sous l'effet d'une fuite, qui est décrite dans la section suivante.

6.4.4 Détection

S'il se produit une fuite, il est important qu'il soit facile de la détecter. Dans un échangeur, la fuite se fait du fluide sous haute pression vers le fluide sous basse pression. Normalement, le circuit d'eau potable est à une pression supérieure à celle du circuit du caloporteur. Par conséquent, la fuite se fait vers le caloporteur dont la pression monte

et qui est dilué. Il y a surpression dans le circuit du caloporteur, ce qui provoque l'évacuation d'une partie du fluide. La dilution du caloporteur peut favoriser le gel des capteurs.

Pour qu'une fuite se produise vers le circuit d'eau potable, il faut que la pression du caloporteur soit supérieure à celle de l'eau. Cela se produit lorsque la pression de l'eau diminue beaucoup ou qu'à la suite d'une défaillance d'un élément, il y a surpression dans le circuit du caloporteur.

Si on introduit un colorant ou du mercaptan dans le caloporteur, l'eau se colorera ou prendra une certaine odeur en cas de fuite. Certains caloporteurs disponibles dans le commerce contiennent un colorant alimentaire concentré, auquel cas il faudrait en informer les utilisateurs.

6.4.5 Toxicité du caloporteur

Le concepteur d'un système solaire dispose d'une certaine latitude dans le choix d'un caloporteur pour un projet. Bien que certains sont non toxiques, les caloporteurs doivent toujours être considérés comme non potables. Un caloporteur non toxique peut le devenir du fait de la présence d'additifs ou d'inhibiteurs chimiques, d'impuretés arrachées ou dissoutes dans le circuit du caloporteur ou du fait d'une décomposition due à des impuretés, au vieillissement ou à des températures de fonctionnement élevées. En outre, un fluide non toxique peut toujours être remplacé par un fluide toxique. Le point de remplissage du circuit du caloporteur devrait porter une étiquette spécifiant clairement le nom et la durée prévue du caloporteur utilisé dans le système.

L'utilisation de l'eau domestique chauffée au solaire est un élément important dans l'évaluation des dangers potentiels. Normalement, l'eau chaude domestique n'est pas bue, mais utilisée pour le lavage et le nettoyage. Ces utilisations présentent beaucoup moins de danger puisque la concentration admissible pour le contact avec la peau est généralement de plusieurs ordres de grandeur supérieure au niveau admissible pour l'eau potable. Il est évident que si on utilise des caloporteurs non toxiques, le danger de toxicité n'existe pas. Des caloporteurs non toxiques ou de faible toxicité tels que le propylèneglycol, les fluides au silicone ou les huiles paraffiniques sont recommandés pour les systèmes d'eau potable lorsqu'il y a contamination possible.

6.5 CAPACITÉ DE L'ÉCHANGEUR D'UN SYSTÈME À DEUX FLUIDES

L'échangeur de chaleur a pour but de transférer l'énergie thermique absorbée par le caloporteur vers le réservoir de stockage. S'il est trop petit, une quantité insuffisante d'énergie est extraite du caloporteur et la température de ce dernier à la sortie de l'échangeur est trop élevée, réduisant le rendement des capteurs solaires. Si l'on dispose d'un échangeur de capacité appropriée, l'élévation de la température du caloporteur dans le système est modérée, et le système de captation donne un rendement maximum.

Le concepteur d'un sous-système de captation au glycol doit chercher un équilibre entre la surface de captation et la surface d'échange glycol-eau de l'échangeur de chaleur. Pour réaliser le même taux de stockage d'énergie solaire, un petit échangeur de chaleur nécessite une plus grande surface de captation qu'un échangeur de dimensions adéquates. Puisque les capteurs coûtent beaucoup plus cher que les échangeurs de chaleur, il faut choisir

un gros échangeur afin de maintenir le rendement de captation, et réduire la superficie de captation pour réaliser le même taux de stockage thermique.

La section suivante ne vise pas à donner au concepteur tous les détails sur l'échangeur glycol-eau idéal - le sujet est trop complexe pour être traité ici - mais plutôt un aperçu sur le dimensionnement des échangeurs dans un système au glycol pour lui permettre d'exercer son jugement en matière de spécifications des échangeurs, laissant la conception et le dimensionnement définitifs aux spécialistes de ce domaine.

Les échangeurs à deux liquides utilisés dans les systèmes de chauffage solaire de l'eau ont un comportement thermique différent de celui des échangeurs utilisés dans les systèmes avec chaudière. Les fabricants utilisent habituellement des programmes informatiques pour choisir des échangeurs pour leurs clients. Ces programmes de sélection se fondent sur un ensemble de conditions (constantes) spécifiées par le client. Toutefois, dans les systèmes solaires à eau chaude, les conditions de fonctionnement de l'échangeur ne sont pas constantes. Les fluctuations climatiques diurnes et les variations de la demande provoquent des variations importantes de la température du caloporteur au cours de la journée. Si on utilise un caloporteur de viscosité très sensible aux températures normales des capteurs plans, soit de 15 à 80 °C (59 à 180 °F), comme c'est le cas des solutions d'éthylèneglycol et de propylèneglycol, il faut choisir avec soin les valeurs des paramètres de conception de l'échangeur.

Les variations de viscosité modifient l'échange de chaleur de deux façons:

1. une forte viscosité ralentit l'écoulement du fluide, donc la turbulence, et abaisse la conductivité thermique de l'échangeur

2. une forte viscosité entraîne "l'épaississement" de la couche limite du fluide laminaire sur la paroi de l'échangeur, diminuant ainsi sa conductivité thermique.

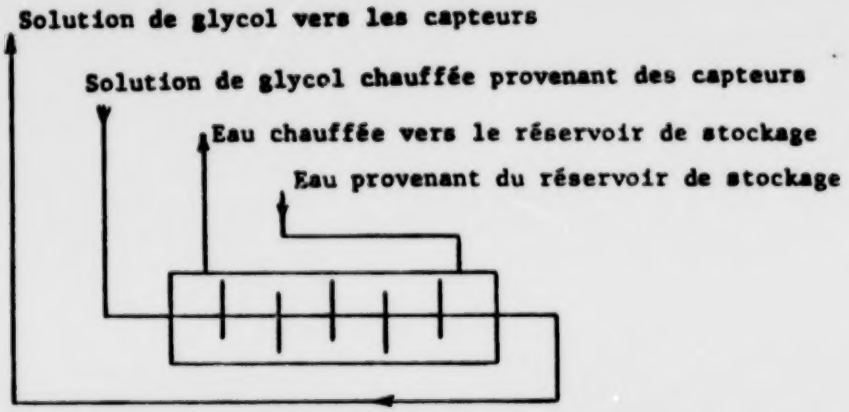
Les effets d'une forte viscosité sur la conductivité de l'échangeur peuvent être supprimés en augmentant le débit du fluide. Toutefois, cette solution n'est pas toujours applicable à cause de l'augmentation du coût de pompage.

En résumé, un échangeur de chaleur pour un système de chauffage solaire de l'eau, choisi à l'aide d'un programme informatique d'un fabricant d'échangeurs, ne sera pas de dimensions appropriées à moins que les valeurs des paramètres de dimensionnement thermique soient compatibles avec les conditions réelles de fonctionnement de l'échangeur.

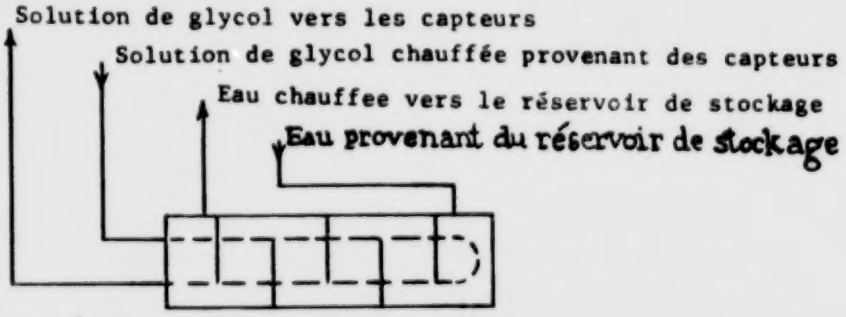
Voici trois types fondamentaux d'échangeurs glycol-eau utilisables avec des sous-systèmes de capteurs refroidis au glycol (voir figure 6.5.1).

L'échangeur à calandre et à contre-courant (figure 6.5.1A) servira d'exemple pour décrire l'écart de température d'un échangeur, facteur qui influe sur le dimensionnement de l'échangeur de chaleur, et, par conséquent, sur le rendement des capteurs.

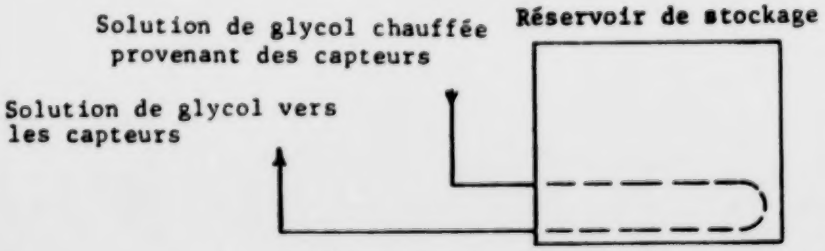
<u>L'écart de température d'un échangeur de chaleur</u> est la différence entre la température du caloporteur à l'entrée et le fluide à chauffer à la sortie de l'échangeur. La figure 6.5.2 illustre l'écart de température (ΔT) d'un échangeur solaire glycol-eau. L'échangeur présente un écart théorique de 10 °F (5,5 °C).



A: Échangeur à calandre et à contre-courant



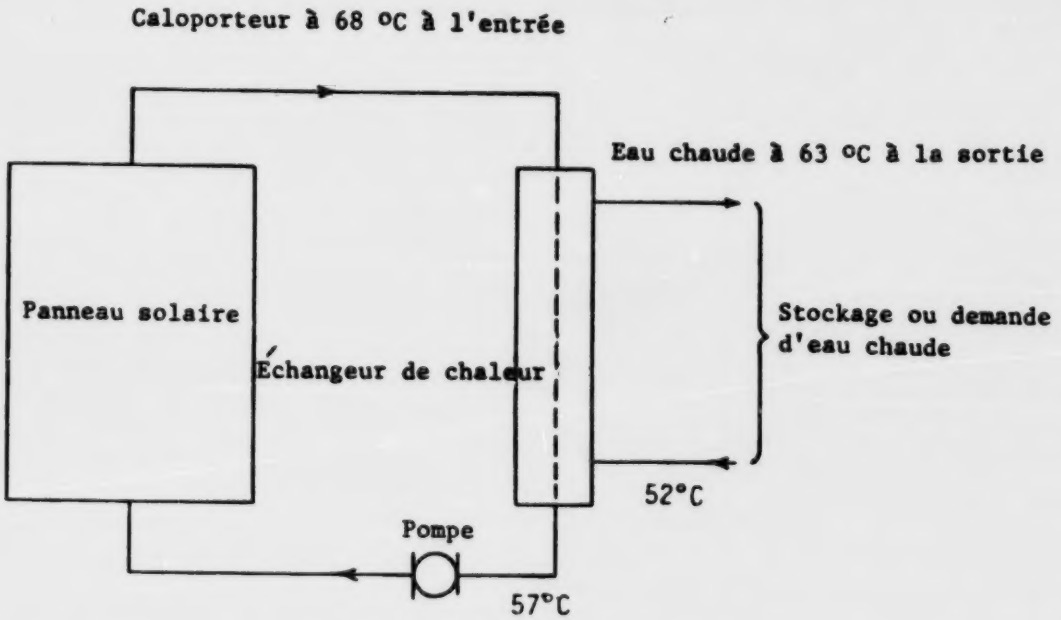
B: Échangeur à tube en U



C: Échangeur immergé dans le réservoir de stockage

Échangeurs utilisés avec capteurs à solution de glycol

FIGURE 6.5.1



Échangeur avec écart théorique de température de 5° (68°-63°-5°)

FIGURE 6.5.2

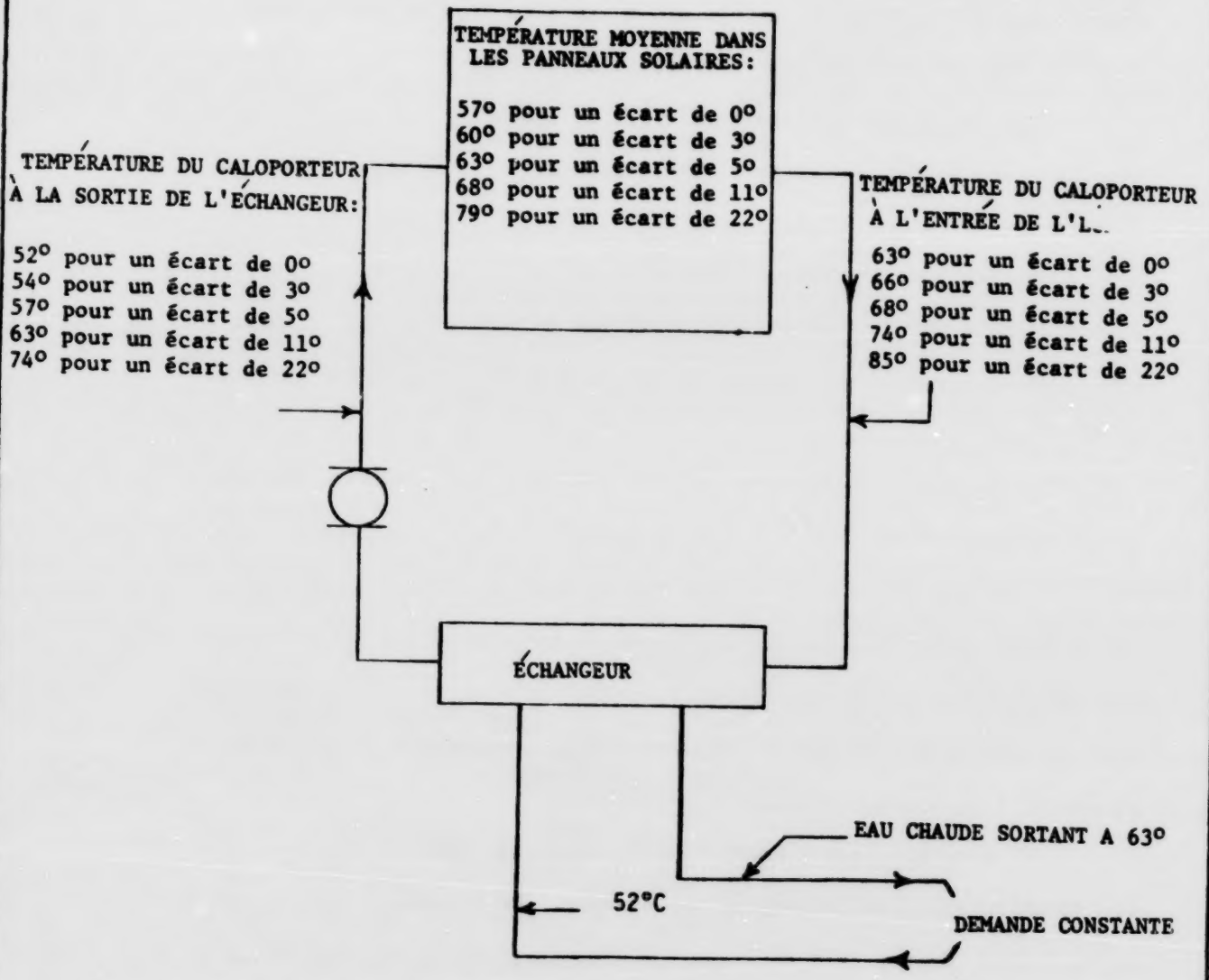
L'écart ΔT d'un échangeur dans un système de capteurs refroidis au glycol détermine, à cause de son effet sur la température des panneaux solaires, dans une grande mesure leur capacité à répondre à une demande donnée. Plus ΔT est élevé, plus la température moyenne du liquide des panneaux solaires doit être élevée pour satisfaire la demande.

La figure 6.5.3 illustre l'effet de l'écart théorique ΔT d'un échangeur de chaleur sur la température requise du caloporteur, pour une demande donnée.

L'écart de 0° de la figure 6.5.3 et du tableau 6.5.1 se rapporte à un système à eau à vidange temporaire sans échangeur et sert de base pour évaluer l'emploi de l'écart ΔT dans la spécification des échangeurs solaires glycol-eau.

L'échangeur glycol-eau utilisé dans un système solaire devrait présenter un écart de 2,8 °C à 8,3 °C (5 °F à 15 °F), la valeur recommandée étant 5,5 °C (10 °F), car s'il présente un écart inférieur à 2,8 °C, il est très difficile d'augmenter le rendement des capteurs, même en augmentant considérablement les dimensions et le coût de l'échangeur. Les échangeurs avec un écart supérieur à 8 °C réduisent excessivement le rendement des panneaux, malgré leur coût réduit.

A remarquer que l'écart ΔT est une mesure comparative grossière de dimensionnement des échangeurs de chaleur. Un échangeur avec un écart de 22 °C (40 °F) doit être 4 fois environ plus petit qu'un échangeur avec un écart de 4,5 °C (10 °F). La différence de coût n'est généralement pas proportionnelle. Vu le prix relativement élevé des panneaux solaires, il ne serait pas sage de couper sur le rendement des panneaux au profit d'une diminution relativement faible du coût d'un échangeur avec un grand écart théorique ΔT.



Variation de la température moyenne dans les capteurs en fonction de l'écart théorique ΔT de l'échangeur

FIGURE 6.5.3

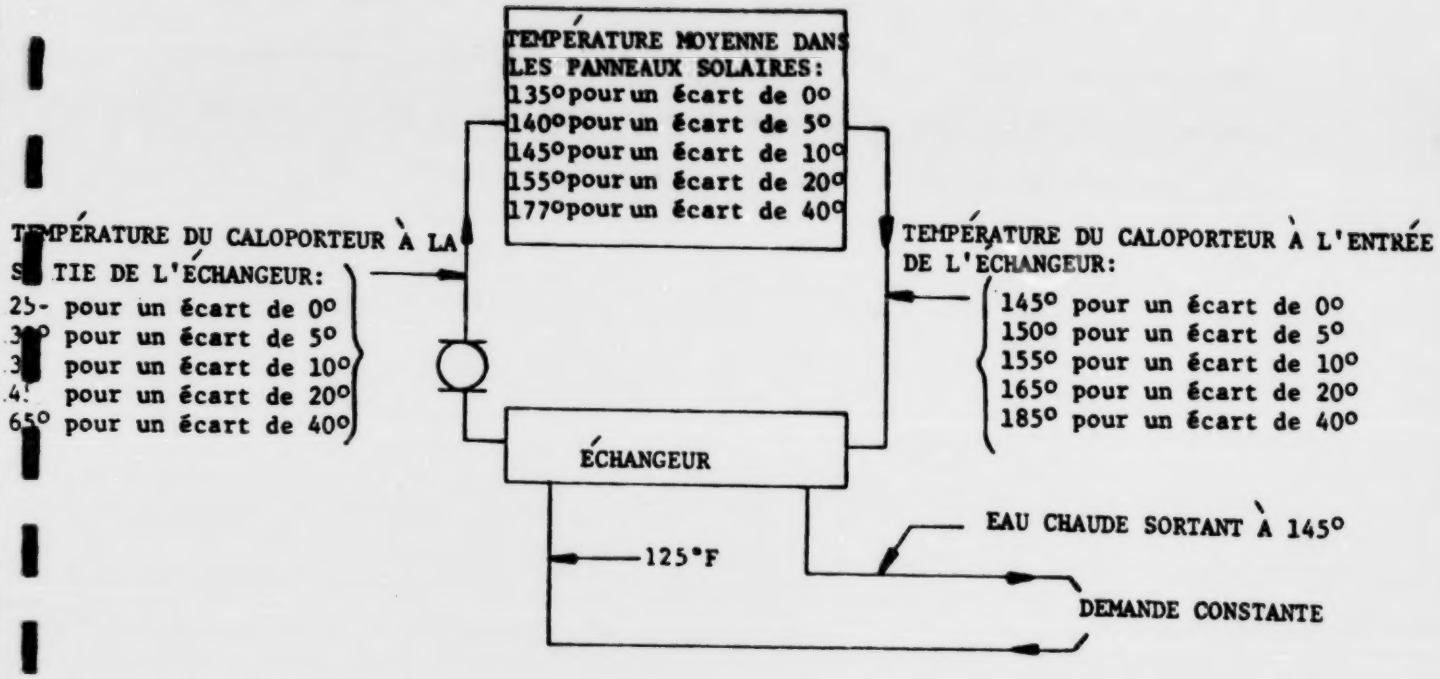


Figure 6.5.3 Variation de la température moyenne dans les capteurs en fonction de l'écart théorique ΔT de l'échangeur

L'augmentation de la température moyenne dans les panneaux solaires en fonction de l'écart ΔT de l'échangeur diminue le rendement des capteurs. Exemple: capteur de la figure 3.2, température extérieure 40°.

TABLE 6.5.1

ÉCART ΔT DE L'ÉCHANGEUR DE CHALEUR °F	TEMPÉRATURE MOYENNE DES PANNEAUX °F	TEMPÉRATURE EXTÉRIEURE °F	ΔT; TEMP. MOYENNE DES PANNEUX MOINS TEMP. EXTÉRIEURE °F	RENDEMENT DES PANNEUX AVEC INSOLATION DE 250 B.T.U./Pi²
0° (Base)	135	40	95	33
5°	140	40	100	32.5
10°	145	40	105	32
20°	155	40	115	29
40°	175	40	135	24

L'efficacité d'un échangeur, ε, est une mesure du rapport du taux réel d'échange de chaleur au taux d'échange maximal (limite thermodynamique) réalisable seulement dans un échangeur à contre-courant de surface infinie; elle peut être déterminée à l'aide des formules suivantes:

$$\varepsilon = \frac{C_h\ (T_{ec} - T_{sc})}{C_{min}\ (T_{ec} - T_{ef})} \qquad \text{(Eqn 6.5.1)}$$

$$\varepsilon = \frac{C_c\ (T_{sf} - T_{ef})}{C_{min}\ (T_{ec} - T_{ef})} \qquad \text{(Eqn 6.5.2)}$$

N.d.T. e = entrée; s = sortie; c = chaud; f = froid

Où C min est la plus petite valeur de C_c et C_h

C_c = chaleur spécifique du fluide froid
J/s. °C (BTU/h. °F)

C_h = chaleur spécifique du fluide chaud
J/s. °C (BTU/h. °F)

Le concepteur du système solaire devra spécifier les paramètres de sélection (type de fluides, écart ΔT, température et débit prévus des fluides, pertes de chaleur admissibles, facteurs d'encrassement, etc.) afin de permettre au spécialiste en transfert de chaleur de choisir l'échangeur de chaleur le meilleur marché et le plus efficace pour le système.

Lorsque des échangeurs à calandre sont utilisés, le concepteur de systèmes solaires devrait offrir au spécialiste les choix suivants pour optimiser le rendement à un coût minimal.

1. L'échangeur peut être à tube en U ou à tube droit et à contre-courant (voir figure 6.5.1).

2. L'échangeur peut comporter un ou plusieurs modules ou passages.

3. La solution de glycol peut circuler dans le tube ou dans l'enveloppe.

4. Un écart maximal ΔT de 5,5 °C est recommandé. La valeur de ΔT ne doit pas dépasser la valeur recommandée, mais peut y être inférieure, ce qui permet souvent d'utiliser des échangeurs de série plus gros que nécessaire, mais moins coûteux que les unités fabriquées spécialement pour respecter les spécifications.

5. La longueur maximale de l'échangeur peut être spécifiée par le spécialiste. Il faut prévoir assez d'espace pour pouvoir retirer les tubes de leur enveloppe.

6. La température théorique de fonctionnement de l'échangeur peut être spécifiée par le spécialiste. Comme les caractéristiques d'échange thermique des solutions de glycol varient grandement avec la température, c'est une variable importante. La température recommandée est de 40 °C (104 °F).

7. Le spécialiste peut spécifier un débit du fluide aussi élevé que possible pour maximiser le taux d'échange thermique.

6.6 POMPES ET TUYAUTERIE

Les pompes centrifuges constituent la meilleure solution pour pomper des fluides propres à des pressions modérées. Il existe déjà de nombreux modèles de différentes capacités, supportant différentes pressions, à des prix raisonnables.

Le choix d'une pompe pour caloporteur solaire nécessite une attention particulière. Les joints mécaniques, étanches à l'eau, peuvent ne pas l'être au caloporteur solaire. Les spécifications de la pompe doivent indiquer le caloporteur à pomper, de sorte que le fournisseur puisse choisir les bons joints.

La viscosité de la plupart des caloporteurs solaires varie beaucoup avec la température, ce qui influe sur les débits et les pressions dans la tuyauterie. La pompe choisie doit pouvoir fonctionner sans surcharge dans toute la gamme des viscosités de fonctionnement et doit déplacer la quantité requise de caloporteur en condition normale de fonctionnement.

Les moteurs de pompe doivent pouvoir supporter de légères surcharges, sans être anormalement surdimensionnés. La raison en est que les moteurs électriques de moins de 50 kW fonctionnent tous avec à peu près la même

quelle que soit la charge en condition normale de fonctionnement. A la figure 6.6.1, une courbe type puissance-rendement d'un moteur aide à démontrer ce principe. Si la charge d'un moteur électrique est doublée, passant de a à b, le rendement est porté de 40 % à 70 %, et la consommation d'énergie électrique n'augmente que de 14 %.

Pour minimiser les pertes de chaleur et de charge, les tuyaux doivent être aussi courts que possible et tous les robinets, tuyaux, réservoirs, échangeurs de chaleur, etc. doivent être isolés. La règle empirique de dimensionnement des tuyaux consiste à choisir des vitesses d'écoulement de 1,5 mètre par seconde ou moins. Des vitesses plus élevées donnent lieu à du bruit, de l'érosion dans la tuyauterie et des pertes de charge excessives. Un choix judicieux d'autres éléments du système permettra de réduire les pertes de charge générales.

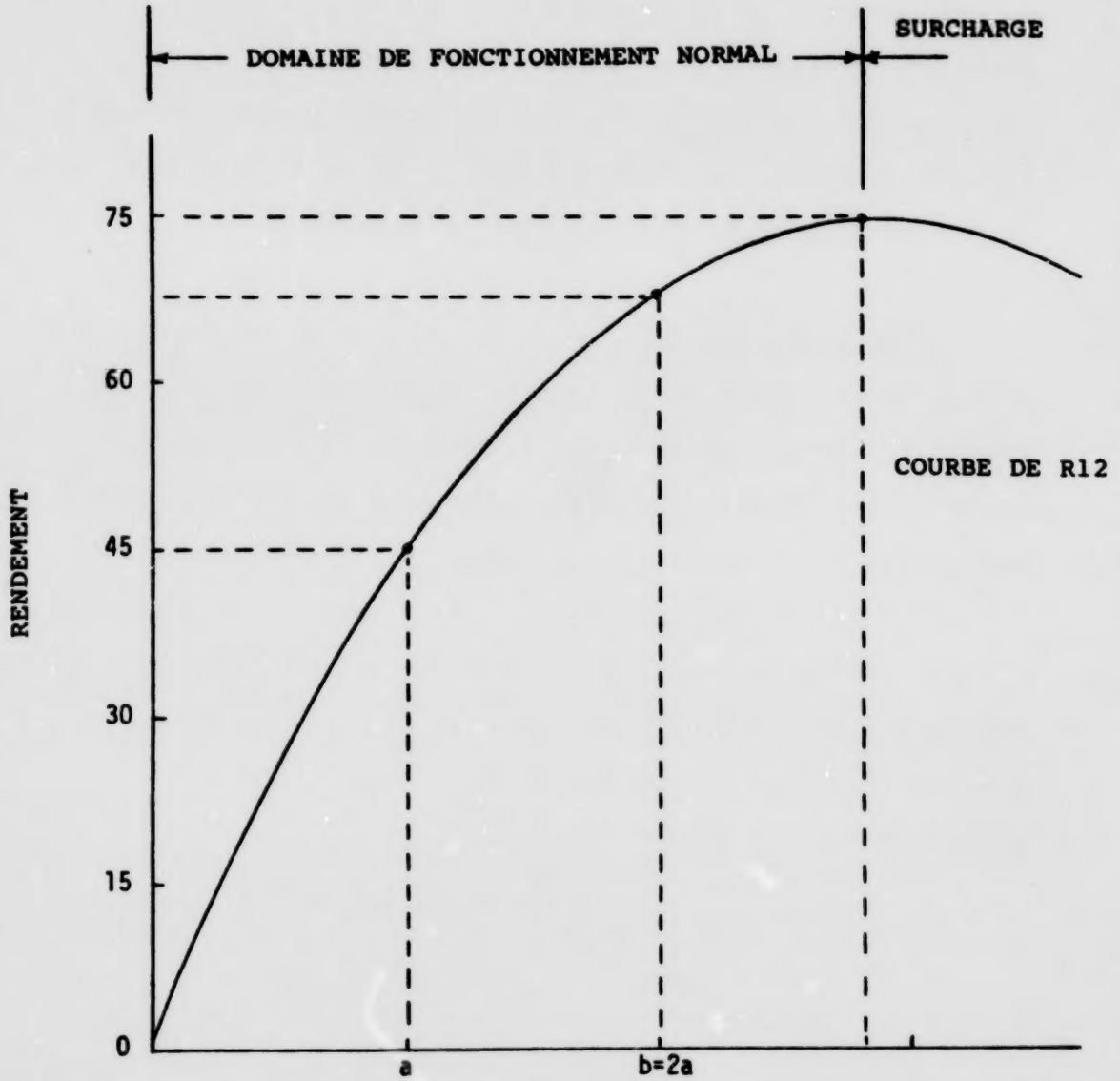

DOMAINE DE FONCTIONNEMENT NORMAL
SURCHARGE
RENDEMENT
75
60
45
30
15
0
a
b=2a
COURBE DE R12

FIGURE 6.6.1

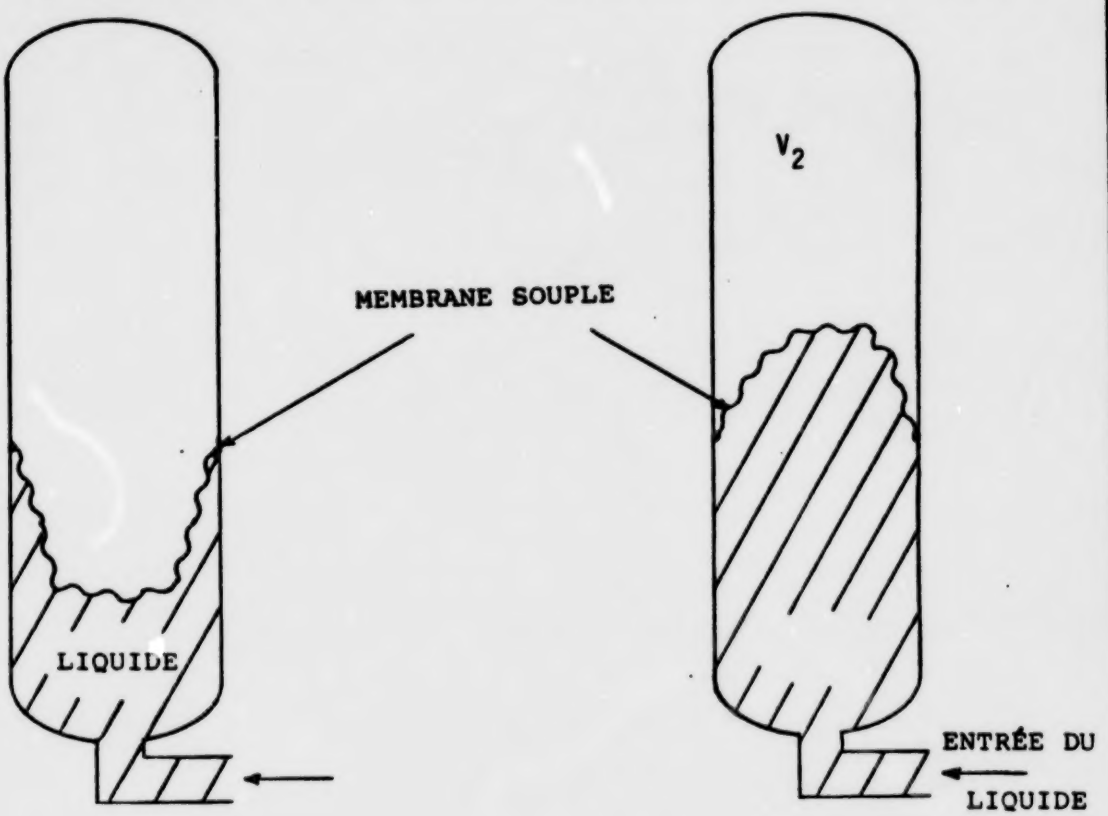
Il faut installer des crépines en amont des pompes pour réduire leur usure. Il est utile de placer des manomètres près des pompes pour mesurer l'écoulement dans la pompe lors d'essais de performance du système. Ces appareils peuvent aussi attirer l'attention sur des irrégularités dans la performance de la pompe. De la même façon, il est utile de placer des thermomètres à l'entrée et à la sortie de l'échangeur de chaleur pour évaluer la performance du système et pour choisir les écarts optimaux de température pour les fonctions des commandes. Il existe des lignes directrices AUES concernant les systèmes requis de surveillance des projets solaires.

Les circuits du calopoteur solaire subissent des fluctuations de température très importantes, allant parfois jusqu'à 200 °C. La dilatation et la contraction thermiques dans la tuyauterie et les répartiteurs des capteurs peuvent être extrêmes et nécessiter l'utilisation de circuits de dilatation, de compensateurs de dilatation ou de joints souples dans la tuyauterie même et entre les capteurs.

De la même façon la dilatation thermique du caloporteur doit être facilitée. Dans les systèmes qui ne sont pas sous pression, un franc-bord ou un trop-plein dans le réservoir de stockage peut permettre cette dilatation. Dans les systèmes sous pression, les variations de volume

peuvent être absorbées par des soupapes de sûreté ou des vases d'expansion. Les variations de volume sont de l'ordre de 5 % dans les réservoirs d'eau dont la température varie entre 4 ° et 100 °C. Les solutions de glycol dont la température fluctue entre 0 et 150 °C subissent des variations de volume de plus de 13 %. Lorsqu'il choisit un vase d'expansion pour un système en circuit fermé, le concepteur doit prévoir les variations de volume et les pressions de fonctionnement acceptables dans le circuit du fluide. La figure 6.6.2 comporte un schéma d'un vase d'expansion et donne les équations reliant la pression au volume qui sont utilisées dans le calcul des dimensions d'un réservoir.

VOLUME D'AIR V = VOLUME DU RÉSERVOIR - VOLUME DU LIQUIDE



MAIS

$V_2 = V_1$ - VARIATION DE VOLUME DU LIQUIDE

$$P_1V_1 = P_2 (V_1 - V)$$

$$P_2 V = P_2V_1 - P_1V_1$$

$$P_2 V = (P_2 - P_1) V_1$$

$$V_1 = \frac{P_2 V}{P_2 - P_1}$$

FIGURE 6.6.2

Références techniques

"Potable Water Protection In
Domestic Hot Water Heating Systems"

by: W. D. Aitken
N. B. Sheaf
NRC Contract 079-010
December 18, 1979

"An Assessment Of Problems Experienced With Operating Systems In Canada And The Northern United States"

NRC Solar Energy Contract # OSO77-00132
December, 1978

"Guide For The Configuration And Control Of Solar Heating Systems"

NRC Contract # O5SX-31155-8-2670
Solar Energy Project Report No. CON-1

"A Study Of Solar System Control Strategies And Control Systems"

NRC Contract # 15 SQ-31155-8-2650
Solar Energy Project Report No. CON-2

"Installation And Operating Guidelines For Solar Collector Panels"

Chamberlain Manufacturing Corporation,
845 Larch Avenue,
Elmhurst, Illinois 60126

"DOE Facilities Solar Design Handbook"

January, 1978
U.S. Department of Energy
DOE/AD-0006/1
Available from NTIS

"Model Document For Code Officials On Solar Heating And Cooling Of Buildings".

DOE/CS/4281-1

"Intermediate Standards For Solar Domestic Hot Water Systems/HUD Initiative".

NBSIR 77-1272

Solar Programs Office Design And
Feasibility Report Manuals.
Department of Public Works

"Guideline Notes On The Installation Of Some Active Solar Heating Systems".

NRC Contract No. CS1155-9-2686
Solar Energy Project Report No. INSTAL-1

"Principles Of Solar Engineering"

F. Kreith
J. F. Kreider
McGraw Hill 1978

Références générales

"The Sun Book"

Nova Scotia Department of Mines & Energy

ISBN 0-88871-003-8

"Turning On The Sun"

Ontario Ministry of Energy

"NRC Solar Information Series

Solar Heated Homes in Canada"

"Solar Systems in B.C."

B.C. Hydro Energy Conservation Division

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre		Page
7	DURABILITÉ DES CAPTEURS ET DES SYSTÈMES SOLAIRES	7-1
	7.1 DURABILITÉ DES CAPTEURS SOLAIRES	7-1
	7.2 DURABILITÉ DES SYSTÈMES SOLAIRES	7-5
	7.3 CORROSION	7-13

LISTE DES FIGURES

Figure		
7.3.1	SÉRIES GALVANIQUES DE CERTAINS MÉTAUX ET ALLIAGES COMMERCIAUX PRÉSENTS DANS L'EAU DE MER	7-14
7.3.2	CORROSION PAR CREVASSE	7-16

CHAPITRE 7

DURABILITÉ DES CAPTEURS ET DES SYSTÈMES SOLAIRES

7.1 DURABILITÉ DES CAPTEURS SOLAIRES

Comme tous les éléments d'un système, les capteurs solaires sont sujets à différents problèmes potentiels qui peuvent entraîner une réduction de la performance et de la durée de vie, ainsi que des problèmes accrus d'entretien. Les problèmes les plus courants sont traités ci-dessous. Lorsqu'il évalue des capteurs, le concepteur d'un système devrait être très conscient de la façon dont les fabricants ont abordé ces problèmes potentiels dans les modèles qu'ils offrent.

1. Vitrage - Le tableau 3.2.1 est un résumé des propriétés de certains matériaux pour vitrage. Les vitrages sont sujets au bris dû à la projection de corps étrangers et aux contraintes thermiques, à la décoloration, à la fragilisation, à la perte de stabilité physique et à l'abrasion. Le bris dû à la projection de corps étrangers (vandalisme) ne s'est pas avéré un problème majeur, même dans les écoles publiques. La plupart des bris semblent venir de

contraintes thermiques excessives. C'est pourquoi on utilise en général du verre trempé ou durci à chaud là où il faut installer du verre. Les plastiques sont moins sujets au bris, quoique les vitrages en Tedlar se brisent parfois par temps très froid parce qu'ils sont trop serrés dans leur cadre. La décoloration des vitrages en plastique est due à la réaction de la lumière ultraviolette avec les molécules de polymère. Les polycarbonates comme le Lexan sont particulièrement sensibles à ce type de décoloration. Les vitrages de fibre de verre sont en général protégés contre l'UV par des revêtements protecteurs ou par l'addition d'inhibiteurs. Les fluorocarbones (PVF) comme le Tedlar sont sujets à la fragilisation lorsqu'ils ne sont pas suffisamment protégés. De nombreux plastiques perdent aussi de leur stabilité physique aux hautes températures. Certains films, par exemple, peuvent s'affaisser au point de toucher l'absorbeur. Dans les régions très venteuses, l'abrasion par la poussière transportée par le vent peut aussi poser un problème.

2. Absorbeurs - Le plus grand problème que posent les absorbeurs dans les capteurs à liquide est sans aucun doute leur corrosion éventuelle. La corrosion dans les capteurs et les systèmes est traitée en détail à la section 6.3. Comme la plupart des absorbeurs sont en métal, ils sont aussi sujets aux problèmes de dilatation thermique qui, dans des conditions extrêmes, peuvent causer un gondolement allant jusqu'à 3 cm. La dilatation thermique peut aussi faire céder les joints de soudure. Le blocage des conduites dû à la présence de corps étrangers est un dernier problème éventuel qui peut toutefois être surmonté par une bonne filtration.

3. Revêtements d'absorbeur - Les revêtements d'absorbeur peuvent se dégrader et se décolorer sous l'effet d'une chaleur ou d'une humidité extrême. Les surfaces sélectives peuvent prendre une teinte grise ou se décolorer. Il est aussi possible que le revêtement soit mal appliqué. Par exemple, les revêtements épais peuvent fissurer ou se dégaser aux hautes températures. Le tableau 3.2.2 résume les propriétés de certains revêtements d'absorbeur.

4. Isolation - Les problèmes d'isolation comprennent le dégasage du liant ou de l'isolant de mousse, la dégradation par l'humidité et l'instabilité dans les dimensions. L'isolant en vrac se tasse toujours et est rarement utilisé. Le polyuréthane (soufflé sur place) est instable au-dessus de 50 °C et a souvent fait gondoler des absorbeurs.

5. Condensation - En général, il y a condensation lorsque de la vapeur d'eau à l'intérieur du collecteur se condense sur un vitrage froid lorsque la température ambiante est faible. Elle peut réduire considérablement le rendement des collecteurs, ruiner le fini de la surface de l'absorbeur et accélérer la corrosion. Par conséquent, tous les collecteurs devraient comporter un certain mécanisme de contrôle des condensats. Trois types de solutions sont généralement adoptés: les dessicants (habituellement placés dans un évent), le scellement étanche du capteur (l'air à l'intérieur étant purgé de toute humidité) et les chantepleures et les évents (qui ne doivent jamais être bloqués).

6 Fuites d'air - Un scellement adéquat est essentiel à une bonne performance des capteurs. Les joints peuvent se dessécher, devenir fragiles ou se dégrader sous l'effet du rayonnement ultraviolet. Les joints de butyle sont très courants, mais l'expérience montre qu'ils donnent de mauvais résultats; les joints de silicone donnent les meilleurs résultats, mais sont très chers. Les fuites posent surtout des problèmes dans les capteurs à air. Il est intéressant de noter que les fuites peuvent effectivement améliorer la performance d'un système dans certaines conditions. Par exemple, si une fuite dans un capteur est moins importante que le taux de renouvellement en air frais du bâtiment (et qu'elle est donc nécessaire de toute façon), la température moyenne de fonctionnement du capteur sera réduite, et son rendement accru. Dans les systèmes de préchauffage, les fuites ne posent aucun problème.

7.2 DURABILITÉ DES SYSTÈMES SOLAIRES

Un grand nombre des problèmes classiques que posent les systèmes solaires tiennent à de mauvaise méthodes de conception et de construction qui passent souvent outre la

pratique courante. À mesure qu'elle se développe, l'industrie élimine un grand nombre de ces problèmes.

1. Systèmes de transport - Les problèmes les plus courants sont une isolation inadéquate des systèmes à liquide et des fuites dans les systèmes à air. Comme les deux problèmes sont difficiles à résoudre une fois le système installé, il faut s'y pencher minutieusement avant la mise en service définitive du système. Les systèmes solaires devraient être isolés plus que la normale, compte tenu du prix élevé de la chaleur qu'ils produisent. Il faudrait vérifier soigneusement les systèmes à air pour éliminer toute fuite avant l'application de l'isolant. Il est connu que des fuites dans les bouches d'air extérieures font geler les échangeurs de chaleur. Les joints en plastique et en caoutchouc souple finissent souvent par présenter des fuites sous l'effet de la température, de l'ozone ou du rayonnement UV, ou à cause d'une mauvaise installation des bagues de serrage.

2. Stockage - Les systèmes de stockage sont en général fiables. Il peut y avoir croissance de certains micro-organismes autant dans les

systèmes à air que dans les systèmes à liquide. On a aussi noté une mauvaise isolation et des fuites dans les très gros réservoirs de stockage.

3. Commandes - Les commandes sont souvent trop coûteuses, complexes et, partant, susceptibles de défaillir. Un perfectionnement trop poussé se traduit par un trop grand nombre de modes de fonctionnement et de dispositifs de commande. Des points de réglage mal établis multiplient les cycles et entraînent une usure indue du système. Les capteurs de température, notamment ceux des capteurs solaires, sont parfois mal situés et ne peuvent être remplacés. (De nombreux capteurs solaires ne peuvent recevoir de capteur de température). Des soupapes et des clapets qui se ferment trop lentement entraînent un gaspillage d'énergie, tandis que des électrovannes qui se ferment trop rapidement se traduisent par des coups de bélier. Un phénomène de thermosiphon peut s'établir si aucun clapet ni soupape de retenue n'est prévu. Le matériel de monitorage pour diagnostiquer les défaillances ou surveiller la performance est souvent insuffisant.

4. Installation - Des barrages de glace sur les toits peuvent être causés par l'ombre projetée par les capteurs. Un panneau de capteurs peut favoriser l'accumulation de neige et une pression accrue du vent sur les toits, facteurs dont il faut tenir compte lors de la conception. A noter qu'il faut incliner les capteurs à 65° environ pour empêcher la neige de s'y accumuler. D'autres problèmes peuvent aussi se poser: manque d'espace là où la neige s'accumule ou scellement inadéquat des trous pratiqués dans le toit. Lors de la conception, il faut aussi prévoir un certain jeu dans la tuyauterie et dans les modules. Il faut souvent avoir recours à des grues pour installer les capteurs. Les supports peuvent être très coûteux, et il faut toujours voir si on ne peut pas installer les collecteurs sur un mur vertical.

5. Entretien - Il est essentiel de planifier l'entretien. Il faut fournir avec le système un ensemble complet de dessins et d'instructions sur le fonctionnement du système. Se rappeler que le préposé à l'entretien de l'immeuble ou l'opérateur peuvent ne rien connaître des systèmes solaires.

Voici une liste de lignes directrices concernant la conception et l'installation.

1. L'installation solaire

ÉVITER toute obstruction du côté sud.

ISOLER le mieux possible l'installation et sceller les fuites d'air; se rappeler que l'économie d'énergie est la "source" d'énergie la moins coûteuse.

2. Montage des capteurs

PLACER le bord inférieur des capteurs bien au-dessus de la hauteur moyenne de neige (un montage sur un toit est idéal) pour permettre à la neige de descendre le long du toit.

S'ASSURER que le toit est étanche à l'eau sous les capteurs.

MAINTENIR un jeu de 2 à 5 cm sous les capteurs pour éviter que le toit ne pourrisse.

UTILISER un échafaudage temporaire ou un monte-charge à fourche pour installer les capteurs.

MONTER les capteurs en respectant la verticale.

3. Tuyauterie des capteurs

N'UTILISER de la tuyauterie en plastique ou en PVC, dont plusieurs types ne durent que cinq ans, qu'après une étude sérieuse, sauf pour les systèmes de chauffage des piscines.

NE PAS UTILISER des boyaux en caoutchouc avec des bagues à vis.

NE PAS UTILISER un vase d'expansion dans un circuit de capteurs fermé.

NE PAS INSTALLER une fenêtre en verre sur le vase d'expansion.

N'UTILISER que des capteurs à vidange et à remplissage.

INSTALLER des soufflets d'expansion ou des tubes en U pour prévoir la dilatation thermique.

N'UTILISER que du boyau hydraulique de la plus haute qualité, ou l'équivalent, lorsqu'il faut utiliser du boyau souple.

INSTALLER des purgeurs d'air automatiques ou manuels sur le dessus du réservoir.

NE PAS INSTALLER des pièges étanches en U renversé qui emprisonneront de l'air dans les canalisations.

PRÉVOIR le contrôle du pH et du point de congélation du fluide.

4. **Démarrage et vérification du système**

Vérifier les fuites à l'aide d'air comprimé à 207 kPa et d'un embrun de savon pulvérisé sur chaque soudure.

INSTALLER (du moins temporairement) un manomètre de 0 à 207 kPa ou plus.

REMPLIR LE SYSTÈME en commençant par le fond à l'aide d'une pompe auxiliaire.

5. Système de stockage

NE PAS SURDIMENSIONNER le système de stockage.

CONSTRUIRE une assise séparée pour le réservoir de stockage, si nécessaire.

ISOLER le réservoir à la mousse hydrofuge s'il doit être enfoui. Les réservoirs en PRV font l'affaire, mais coûtent en général plus cher.

6. Chaudière d'appoint

NE PAS INSTALLER le serpentin de chauffage solaire en aval de la chaudière.

INSTALLER le serpentin à éventail devant la soufflante de la chaudière.

NE PAS SURCHAUFFER le moteur de la soufflante.

7.3 CORROSION

Voici les cinq types de corrosion les plus courants et les méthodes de prévention et de contrôle à utiliser.

1. Corrosion galvanique

Ce type de corrosion peut se produire lorsque deux métaux différents sont en contact en présence d'un électrolyte, c'est-à-dire un liquide galvanique. La corrosion du métal le moins résistant (ou le moins noble) augmente tandis que la vitesse d'attaque du métal le plus résistant diminue. Le métal le moins noble est appelé l'anode et le métal le plus noble, la cathode. Les métaux peuvent être classés en fonction de leur résistance à la corrosion, comme dans les séries de force électromotrice ou galvanique. La figure 7.3.1 donne une série galvanique de certains métaux et alliages commerciaux.

Série galvanique de certains métaux et alliages commerciaux présents dans l'eau de mer

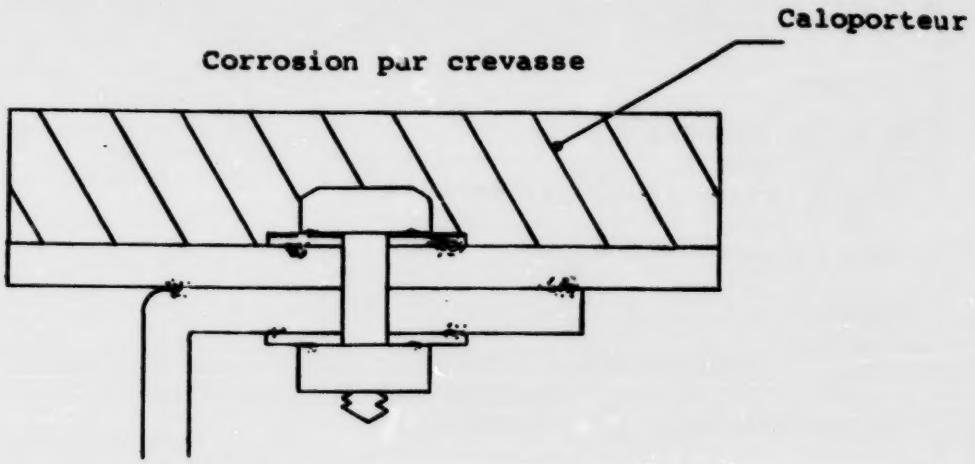
(Extrémité anodique ou active)

Magnésium et alliages de magnésium
Zinc
Aluminium commercial pur (1 100)
Cadmium
Aluminium 2024 (4,5 Cu, 1,5 Mg, 0.6 Mm)
Acier ou fer
Fonte d'acier
Acier au chrome (actif) 13 % Cr
Ni-Resist (fonte riche en Ni)
Acier inoxydable 18-8 (actif)
Acier inoxydable 18-8 - Mo (actif)
Soudures plomb-étain
Plomb
Étain
Nickel (actif)
Inconel (actif: 80Ni, 13Cr, 7Fe)
Hastelloy B (60Ni, 30Mo, 6Fe, 1Mn)
Chlorimet 2 (66Ni; 32 Mo, 1Fe)

Figure 7.3.1

Laitons (Cu-Zn)
Cuivre
Bronzes (Cu-Sn)
Cupronickels (60-90Cu, 4-10Ni)
Monel (70Ni, 30Cu)
Soudure d'argent
Nickel (passif)
Inconel (passif)
Acier au chrome (passif)
Acier inoxydable 18-8 (passif)
Acier inoxydable 18-8 - Mo (passif)
Hastelloy C (62Ni, 17Cr, 15Mo)
Chlorimet 3 (62Ni, 18Cr, 18Mo)
Argent
Titane
Graphite
Or
Platine

(Extrémité cathodique ou noble)


Caloporteur
Corrosion par crevasse

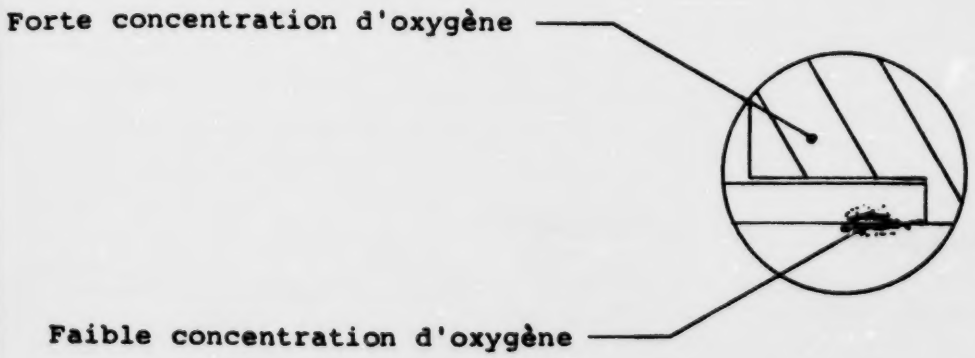

Forte concentration d'oxygène
Faible concentration d'oxygène

FIGURE 7.3.2

Méthodes de prévention - La méthode la plus répandue consiste à utiliser des métaux voisins dans la série galvanique. Des métaux différents (comme l'acier et la fonte) peuvent être mis en contact direct s'ils sont situés à l'intérieur du même crochet dans la figure 7.3.1. Une autre méthode consiste à éviter les combinaisons de métaux différents lorsque la surface du métal moins noble est petite par rapport à celle du métal noble. Il est aussi possible, évidemment, d'isoler électriquement des métaux différents. On peut appliquer un revêtement protecteur sur l'extrémité du métal noble ou ajouter à l'électrolyte des inhibiteurs chimiques.

2. Attaque uniforme

Il s'agit d'une forme de corrosion générale qui envahit toute la surface exposée. La simple oxydation d'un métal exposé à l'air en est un exemple.

Pour éviter ce genre de corrosion, il faut choisir des substances durables, ajouter les inhibiteurs appropriés à tout liquide mis en contact avec des surfaces vulnérables et appliquer des revêtements protecteurs sur les surfaces exposées.

3. Corrosion par crevasse

Dans ce type de corrosion, des cellules locales de corrosion s'établissent. Par exemple, les variations dans la concentration d'oxygène à travers la rondelle de la figure 7.3.2 peut rendre anodique la surface en contact avec la solution pauvre en oxygène, et anodique l'autre surface.

Pour éviter cette corrosion, il faut adoucir les points rugueux où l'humidité, la saleté et d'autres contaminants peuvent se loger. Il faut éviter les points rugueux et les transitions rapides dans la tuyauterie. Il faut concevoir le système pour pouvoir le vidanger complètement de façon à éviter les poches de fluide stagnant. Il faut éliminer tout oxygène du caloporteur - par exemple, en utilisant des séparateurs d'air. Il faut aussi utiliser des joints d'étanchéité non absorbants.

4. Corrosion par piqûre

Il s'agit d'une forme extrêmement destructive de corrosion localisée qui creuse des trous profonds dans le métal. Une fois qu'un premier trou est creusé dans le matériau, la corrosion s'accélère avec la formation d'une cellule de concentration localisée.

On peut utiliser des inhibiteurs chimiques (qui forment des pellicules sur le métal) ou des agents complexants (qui lient les ions métalliques dans la solution) pour éviter ce type de corrosion. On peut placer une colonne getter en amont du métal à protéger, en guise d'anode soluble. Une autre méthode consiste à utiliser de l'eau déionisée pour éliminer les ions chlorure susceptibles d'amorcer la piqûre. Il faut aussi utiliser un bon filtre.

5. Corrosion par érosion

Cette corrosion est une combinaison de l'attaque chimique et de l'usure destructive. Elle survient lorsque le fluide circule à haute vitesse.

On peut l'éviter en modifiant la forme et la géométrie du système de façon à réduire la turbulence. Il faut aussi limiter la vitesse du fluide. Le Conseil national de recherches du Canada recommande, pour l'eau ou des solutions à base d'eau, une vitesse maximale de 1,5 m/s lorsque la solution circule dans de la tuyauterie de cuivre et de 3,0 m/s lorsque le fluide circule dans de la tuyauterie d'acier. Il faut aussi ajouter une bonne crépine pour éliminer les particules abrasives qui peuvent user la surface de métal.

NOMENCLATURE

A	surface, auxiliaire, altitude
A_a	ouverture
A_c	surface de capteur
A_r	surface de récepteur
C	coût, concentration, capacité thermique
C_1, C_2	première et deuxième constantes de rayonnement de Planck
C_b	conductance d'une liaison
C_p	chaleur spécifique
D	diamètre (défini localement), fraction en acompte
E	énergie, équation du temps
e	pouvoir émissif, base des logarithmes naturels
F	rendement d'une ailette, fonction de contrôle (définie localement)
F'	rendement d'un capteur
F"	facteur d'écoulement d'un capteur
F_R	facteur d'extraction thermique d'un capteur
F'_R	facteur de transfert capteur-échangeur de chaleur,
f_s	fraction mensuelle du rayonnement solaire, longueur focale, fraction du nombre de jours par année avec différents K_T
FVA	facteur de valeur actualisée
g	accélération de la pesanteur
G	irradiance, W/m

G_{sc}	constante solaire, W/m
H	rayonnement quotidien, J/m
h	coefficient d'échange thermique, constante de Planck
I	rayonnement horaire, J/m; peut aussi être considéré comme un taux moyen horaire
i	taux d'intérêt
K	coefficient d'extinction
k	conductivité thermique, constante de Boltzmann
$\overline{K}_T$	indice moyen de clarté journalière par mois.
$K\tau\alpha$	correction d'angle d'incidence
L	longitude, longueur, distance, perte, charge, demande
l	longueur
$\dot{m}$	débit
n	jour de l'année, indice de réfraction, heure d'ensoleillement par jour
N	nombre de vitrages, longueur du jour, terme en usage en analyse financière ou économique
P_L	rapport sans dimension de l'énergie absorbée
P_S	rapport sans dimension de perte, modifié
P_{Sl}	rapport sans dimension de perte d'un capteur
Q	énergie par unité de temps, énergie
q	énergie par unité de temps, par unité de surface ou de longueur

r	rayon, rapport
R	rapport du rayonnement total sur un plan incliné au rayonnement dans un plan de mesure (habituellement à l'horizontale), résistance à l'échange thermique
$\bar{R}$	moyenne mensuelle de R
R_b	rapport du rayonnement d'un faisceau sur un plan incliné au rayonnement du faisceau sur un plan de mesure (habituellement à l'horizontale)
S	énergie solaire absorbée par unité de surface
T	température
U	coefficient d'échange thermique
V	volume massique
W	espacement des tubes
x	taux d'inflation
y	taux d'intérêt efficace (i-x)

Lettres grecques

α	facteur d'absorption, coefficient de diffusion thermique
γ	azimut d'une surface, épaisseur d'une liaison, facteur d'interception
γ_s	azimut solaire
δ	déclinaison, épaisseur (définie localement), dispersion
ε	pouvoir émissif, efficacité
η	rendement (défini localement)
θ	angle (défini localement), angle entre la normale d'une surface et le rayonnement incident
θ_c	demi-angle d'acception du CPC
λ	longueur d'onde
μ	viscosité absolue, cosinus d'un angle polaire
ν	viscosité cinématique, fréquence
ρ	facteur de réflexion, facteur de réflexion au sol, masse volumique
σ	constante de Stefan-Boltzmann
τ	facteur de transmission, temps
ϕ	latitude, angle (défini localement), coefficient d'utilisation
ω	angle horaire, angle solide

Indices

a	air, ambiant, absorbé, ouverture, annuel
b	corps noir, faisceau, arrière, liaison, lit
c	capteur, critique, vitrage, corrigé
d	diffus, jour
e	efficace, équivalent, bord
f	ailette, fluide, combustible
i	incident, entrée
L	perte
n	normal, midi
p	plaque
r	rayonnement, réfléchi, récepteur
T	incliné, sur un plan incliné
u	utile
z	zénith
λ	Longueur d'onde

Travaux publics Canada
Public Works Canada

Bureau des programmes solaires
Solar Programs Office

Travaux publics Canada
Bureau des programmes solaires

MANUEL DU COURS DE CONCEPTION DES SYSTÈMES SOLAIRES

Partie II: Sujets spécialisés

Novembre 1982

Renseignements

R. Culham
Ingénieur, Transfert de technologie
Bureau des programmes solaires
Immeuble Sir Charles Tupper
Confederation Heights
Ottawa K1A 0M2

(613) 998-3641

Le présent document n'est pas une publication ministérielle. Ne pas citer comme référence ni cataloguer en bibliothèque.

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre		Pages
1	Evaluation des possibilites d'utilisation des systèmes solaires	1
2	Types de systèmes et fonctionnement	17
3	Démarche de la conception	78
4	Techniques de simulation	122

TABLE DES MATIERES

Chapitre		Page
1	ÉVALUATION DES POSSIBILITÉS D'UTILISATION DES SYSTÈMES SOLAIRES	1
	1.1 DÉTERMINATION DES POSSIBILITÉS	1
	1.1.1 Évaluation de la charge	1
	1.1.2 Emplacement des éléments	9
	1.2 OPTIMISATION DES POSSIBILITÉS	10
	1.3 EFFETS DES MESURES D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE	13
	1.3.1 Rapport de faisabilité des projets AUES	15

FIGURES

Figure		
1.1.1	Coincidence entre l'énergie solaire disponible au cours de la journée et la consommation d'eau chaude domestique	2
1.1.2	Profil quotidien de débit massique	4
1.1.3	Courbe de rendement du capteur	7
1.1.4	Diagramme du trajet des rayons du soleil	11
1.3.1	Courbe de rendement du capteur	14

CHAPITRE I

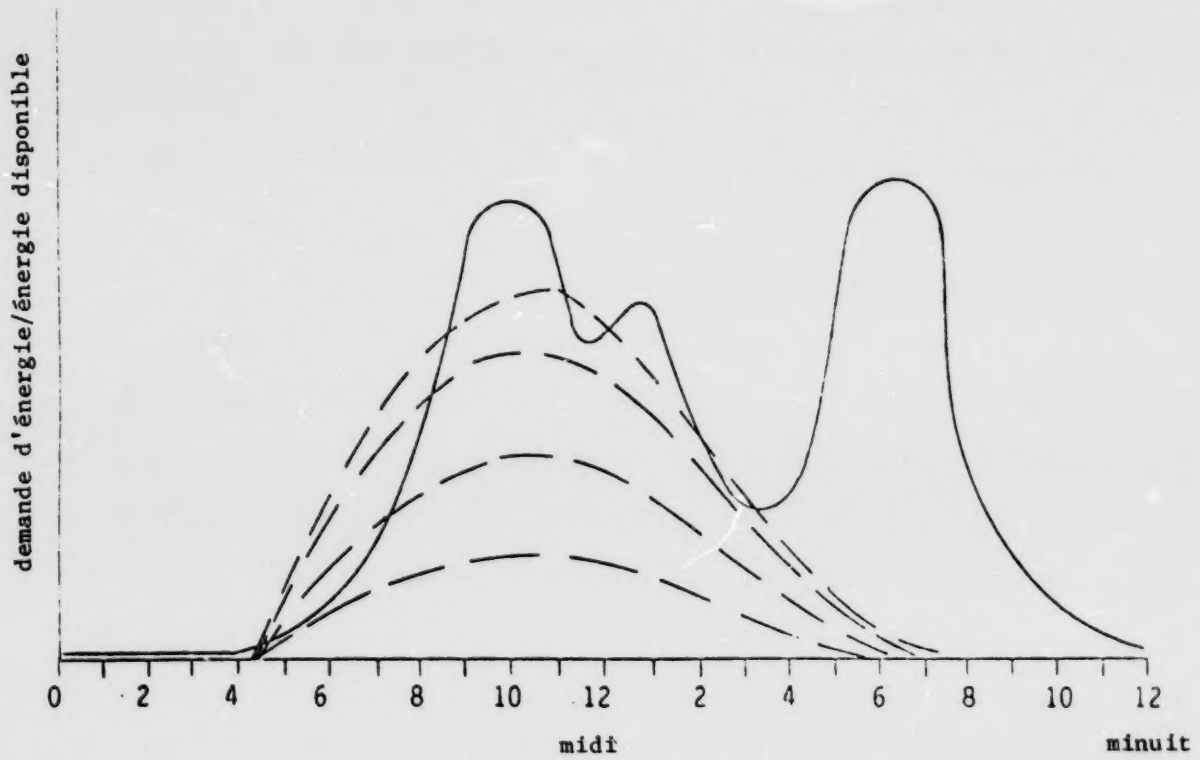
ÉVALUATION DES POSSIBILITÉS D'UTILISATION DES SYSTÈMES SOLAIRES

1.1 DÉTERMINATION DES POSSIBILITÉS

1.1.1 Évaluation de la charge

Lorsque l'on évalue les possibilités d'utiliser l'énergie solaire pour combler une partie de la demande énergétique dans un établissement, on doit rechercher le cas où la demande est importante, continue et centralisée et où elle peut être satisfaite par une énergie à basse température. On doit évaluer en même temps les effets des mesures d'économie d'énergie sur la charge. On doit d'abord prendre des mesures d'économie d'énergie afin d'éviter de surévaluer les dimensions du système solaire. Les frais fixes élevés associés aux systèmes solaires nous empêchent d'envisager les petits systèmes. Des charges importantes peuvent justifier de gros systèmes solaires, qui permettent des économies d'échelle.

Une demande continue d'énergie solaire réduit les problèmes associés au stockage de l'énergie. Dans la plupart des cas, on ne peut justifier économiquement un stockage d'énergie thermique supérieur à la consommation journalière. Les systèmes seront plus rentables s'il y a concordance entre la charge et le rayonnement solaire disponible, au cours de la journée et au cours de l'année. La figure 1.1.1 compare le rayonnement incident et le profil de la consommation d'eau chaude domestique, par un jour d'été ensoleillé, dans un cas particulier. Plus la surface du capteur est grande, plus la courbe du rayonnement incident s'élève. Lorsque le rayonnement incident est supérieur à la consommation, la différence d'énergie entre les courbes d'approvisionnement et de demande peut être stockée.



——— profil de consommation d'eau chaude domestique

— — — rayonnement solaire incident pour diverses surfaces de capteurs

Coincidence entre l'énergie solaire disponible au cours de la journée et la consommation d'eau chaude domestique

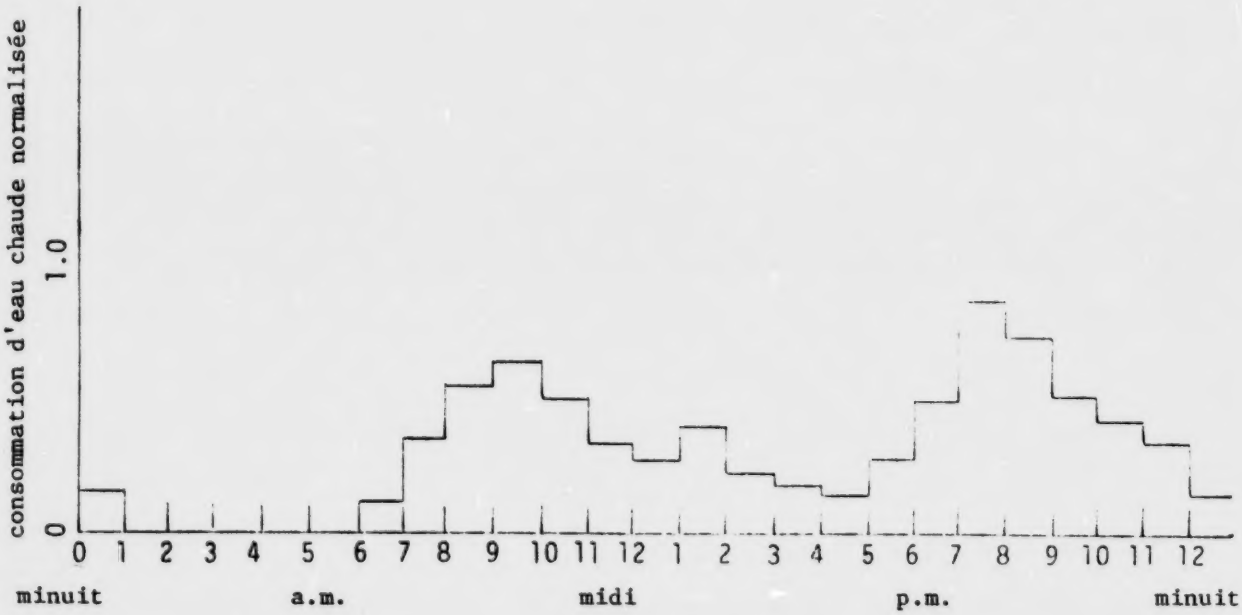
FIGURE 1.1.1

Comme on peut le voir, si le concepteur désire combler seulement une petite fraction de la demande d'eau chaude domestique, ce qui correspond aux courbes inférieures de rayonnement incident, le stockage est quasiment superflu puisque l'énergie disponible n'excède jamais la demande. Un réseau de capteurs plus important comblant une plus grande fraction de la demande d'eau chaude domestique recevra à l'occasion plus d'énergie que l'on peut en consommer au même moment. Le concepteur doit alors décider si la valeur de l'énergie en excès justifie le stockage. Si ce n'est pas le cas, il doit décider si le gain d'énergie justifie l'augmentation de la taille du système. Si le concepteur doit utiliser le stockage thermique, le programme informatisé FCHART peut l'aider à choisir la combinaison capteur-stockage optimale. Si l'on n'utilise pas le stockage, le concepteur doit se servir d'autres outils, comme le programme interactif WATSUN, pour optimiser la surface du capteur.

On peut évaluer une charge en mesurant la consommation réelle d'énergie ou on peut l'estimer par des moyens techniques ordinaires comme ceux présentés dans ASHRAE. On peut obtenir des données mesurées à partir des factures d'électricité ou en installant des appareils de mesure spéciaux sur la source d'énergie. Pour l'évaluation de la demande d'eau chaude domestique, on utilise souvent le profil FCHART, basé sur le programme informatisé TRNSYS et illustré à la figure 1.1.2. Il s'agit du PROFIL DE CHARGE RAND POUR UNE UTILISATION RÉSIDENTIELLE.*

---

*Rand Load Profile, ref. Rand Corporation, J.J. Munch, Residential Water, Heating; Fuel Conservation - Economic & Public Policy - R-1498 NSF, May 1974



Profil quotidien de débit massique

FIGURE 1.1.2

En ce qui concerne le chauffage des locaux, on peut évaluer les charges en calculant le coefficient de perte thermique pour le bâtiment et en utilisant ce coefficient en conjonction avec les données relatives aux degrés-jours à l'endroit donné. On peut aussi supposer un rendement de la chaudière et comparer la consommation d'énergie dans le bâtiment à des données antérieures dans le but d'obtenir un coefficient de perte thermique. On peut utiliser directement le coefficient de perte thermique dans le programme informatisé FCHART 4.0 lorsque l'on veut prévoir la performance de divers systèmes solaires.

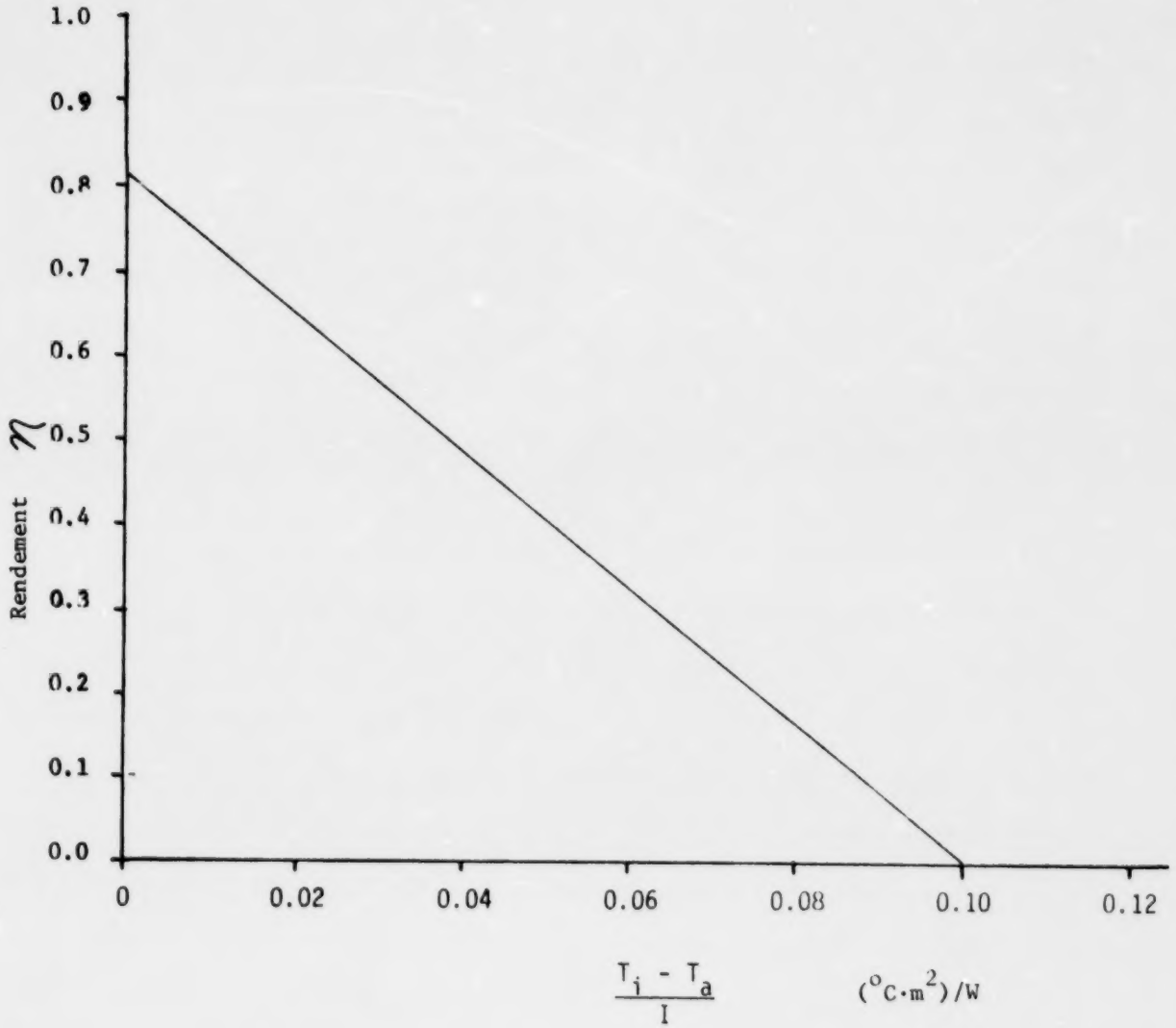
Un graphique de la demande pour le chauffage des locaux en fonction de l'énergie solaire disponible montrerait que la demande de pointe se produit pendant la nuit dans les petits bâtiments alors que l'énergie solaire est disponible durant le jour. Si l'on veut que l'énergie solaire comble une partie de la demande de pointe pour le chauffage des petits bâtiments, il est donc nécessaire de prévoir un stockage thermique. Au printemps et en automne, il est probable que la demande pour le chauffage existe seulement pendant la nuit et le stockage thermique est encore nécessaire. Dans les grands bâtiments, on ne peut généralement pas définir le moment où la demande est maximale, ce moment dépendant de l'utilisation qui est faite du bâtiment et des modes d'exploitation.

Pour réduire le coût et la complexité d'un système solaire, il est préférable que le système satisfasse une demande concentrée en un point central. C'est généralement le cas pour les chauffe-eau domestiques et industriels. Par contre, le chauffage des locaux et le chauffage de l'air d'appoint pour l'aération sont des applications qui sont dispersées à travers le bâtiment, surtout dans les bâtiments commerciaux et industriels. Dans ce cas, l'utilisation de l'énergie solaire suppose la duplication de certains éléments à chaque endroit, ce qui

augmente le coût global. Il se peut aussi que l'énergie solaire inutilisable par un système ne puisse être utilisée par un autre.

La qualité de l'énergie nécessaire pour une application particulière aura des effets considérables sur les aspects économiques de l'application. Bien que les systèmes solaires puissent fournir de l'énergie à haute température, le captage d'énergie à haute température présente de sérieux inconvénients, en termes de rendement du système et de coût de l'équipement. C'est pour cette raison que les applications utilisant de l'énergie à basse température sont beaucoup plus appropriées. Par exemple, pour un système de chauffage des locaux, il faudrait normalement que les panneaux solaires atteignent des températures supérieures à 25 ^{o}C avant que l'énergie utile puisse satisfaire une partie de la demande. Un capteur ayant une courbe de rendement similaire à celle de la figure 1.1.3, une T_i de 22 ^{o}C (air de l'espace chauffé remis en circulation) et une température de l'air extérieur, T_a, de -15 ^{o}C nécessite un taux de rayonnement incident de 370 W/m^2 avant que l'on puisse extraire de l'énergie utile du système. Avec un rayonnement incident de 570 W/m^2, le rendement du capteur atteint 30 % (ou pourrait produire une énergie utile de 171 W/m^2), en supposant que toutes les autres pertes dans le système sont négligeables. Les valeurs maximales du rayonnement perpendiculaire à Winnipeg et Ottawa sont d'environ 710 W/m^2 en décembre et 1070 W/m^2 en janvier. Pour les T_a et T_i donnés, les rendements respectifs correspondant à ces taux de rayonnement de pointe seraient de 40 % et 54 %. Cependant, les capteurs étant rarement perpendiculaires aux rayonnement incident et l'intensité du rayonnement étant fréquemment réduite par la couverture nuageuse, il est clair qu'un système produisant de l'énergie de haute qualité apportera une faible contribution énergétique pendant les mois où la demande pour le chauffage est maximale.

Si l'on utilisait le même système de capteurs pour préchauffer l'air d'aération, le rendement serait beaucoup plus élevé ;ce rendement serait en fait égal à l'ordonnée à l'origine de la courbe de rendement du capteur.



Courbe de rendement du capteur

FIGURE 1.1.3

Il en est ainsi parce que l'air admis vient de l'extérieur, par conséquent $T_i = T_a . \frac{Ti - T_a}{I}$ devient nul et le rendement du capteur est égal au produit $\tau\alpha$. Pour le préchauffage de l'air de ventilation, l'air d'appoint passerait de façon continue à travers le capteur, à chaque fois que le préchauffage serait nécessaire, qu'il y ait ou non ensoleillement. Lorsqu'il y aurait ensoleillement, plus de 80 % de l'énergie incidente serait absorbée par l'air d'aération traversant le capteur. Il n'y a pas de seuil minimum d'ensoleillement pour que le système puisse fournir de la chaleur utile et le rendement du système de préchauffage sera toujours supérieur à celui d'un système de chauffage des locaux.

Les effets combinés d'un seuil d'énergie inférieur et d'un meilleur rendement rendent les applications de l'énergie solaire à basse température beaucoup plus rentables que celles à haute température. Il s'agit là d'un facteur clé dans la détermination des applications solaires économiquement rentables. De même, l'utilisation d'un seul système solaire pour combler différentes demandes énergétiques, sur une base saisonnière, peut se traduire par un haut rendement annuel du système. Par exemple, le préchauffage de l'air est une application idéale de l'énergie solaire en hiver. Le préchauffage de l'eau ou le chauffage des piscines sont des applications idéales en été. Dans les deux cas il s'agit d'énergie à basse température par rapport aux conditions de l'air ambiant. A l'occasion, il se peut qu'on puisse installer un seul système solaire pour répondre à deux demandes, sur une base saisonnière, pour un coût à peine supérieur au coût d'un système comblant une seule demande. De cette façon, le rendement énergétique et la rentabilité du système solaire peuvent être beaucoup plus élevés.

1.1.2 Emplacement des éléments

L'emplacement et l'orientation du réseau de capteurs solaires ne sont généralement pas aussi critiques qu'on l'imagine au premier abord. Ce point est important car la plupart des systèmes sont conçus pour des bâtiments existants et, pour des raisons économiques, on doit souvent s'accomoder de caractéristiques du bâtiment qui ne sont pas idéales pour le captage de l'énergie solaire. Cela s'applique en particulier au choix d'un emplacement pour le réseau de capteurs solaires. En général, il est préférable qu'un capteur soit installé face au sud, incliné d'un angle égal à la latitude de l'endroit lorsque l'énergie solaire est utilisée toute l'année, comme c'est le cas pour le chauffage de l'eau domestique, d'un angle égal à la latitude plus 15^{o} pour le chauffage des locaux et d'un angle égal à la latitude moins 15^{o} lorsque l'énergie solaire est utilisée pendant l'été. Cependant, des variations de $\pm 15^{o}$ par rapport à la pente et à l'azimut idéaux auront en général seulement un effet mineur sur la performance alors qu'elles peuvent se traduire par une réduction importante du coût du système. En fait, des variations de 45^{o} de l'azimut du capteur par rapport au sud, et dans certains cas de 60^{o}, peuvent n'entraîner qu'une réduction de 5 à 10 % de la performance annuelle du système. Cela est particulièrement vrai si le système est utilisé seulement en été.

Des variations dans la pente et l'azimut peuvent avoir un effet positif ou négatif sur la performance réelle du système. Si les matins sont souvent brumeux, on améliorera la performance en installant les capteurs face à l'ouest. Si le smog est chose courante l'après-midi, une orientation à l'est est préférable. Une pente nulle pour le réseau de capteurs augmentera l'énergie solaire captée en été mais diminuera l'énergie captée en hiver. Cela peut entraîner une surchauffe en été si la demande est faible à ce moment-là.

Le masquage peut réduire considérablement la performance d'un système solaire. On peut utiliser un diagramme du trajet des rayons du soleil (figure 1.1.4) pour déterminer le moment de l'année et le moment de la journée où un objet empêchera les rayons du soleil d'atteindre directement un réseau de capteurs.

En général, la position du réseau de capteurs par rapport aux autres éléments du système est plus importante que l'orientation du capteur. En plaçant le réseau de capteurs près de l'endroit où l'énergie est consommée, on réduit les coûts des tuyaux et des conduites. Etant donné que ces tuyaux et conduites constituent une fraction importante du coût de la plupart des projets d'énergie solaire (10-40%) et sont une source de perte de chaleur, il est important de les réduire au minimum. Dans certains cas, il peut être possible d'intégrer des éléments mécaniques existants dans le système solaire. Un ventilateur dans un système d'aération existant, une conduite d'eau existante ou un deuxième réservoir d'eau chaude domestique peuvent remplacer des éléments du système solaire sans nuire au fonctionnement du système mécanique existant.

1.2 OPTIMISATION DES POSSIBILITÉS

L'optimisation des possibilités consiste à faire varier les paramètres d'un système solaire sur lesquels on peut jouer, (par exemple, la pente du capteur, le volume de stockage, le type de capteur) afin de trouver la combinaison de paramètres la plus favorable en termes de coût du système pendant sa durée de vie. Par exemple, on augmente la superficie du capteur jusqu'à ce que la réduction des frais fixes par unité de surface du capteur soit moins importante que le gain d'énergie marginal correspondant à l'augmentation de surface. L'optimisation de la pente et de l'azimut du capteur peut être comparé à l'utilisation des caractéristiques existantes du bâtiment.

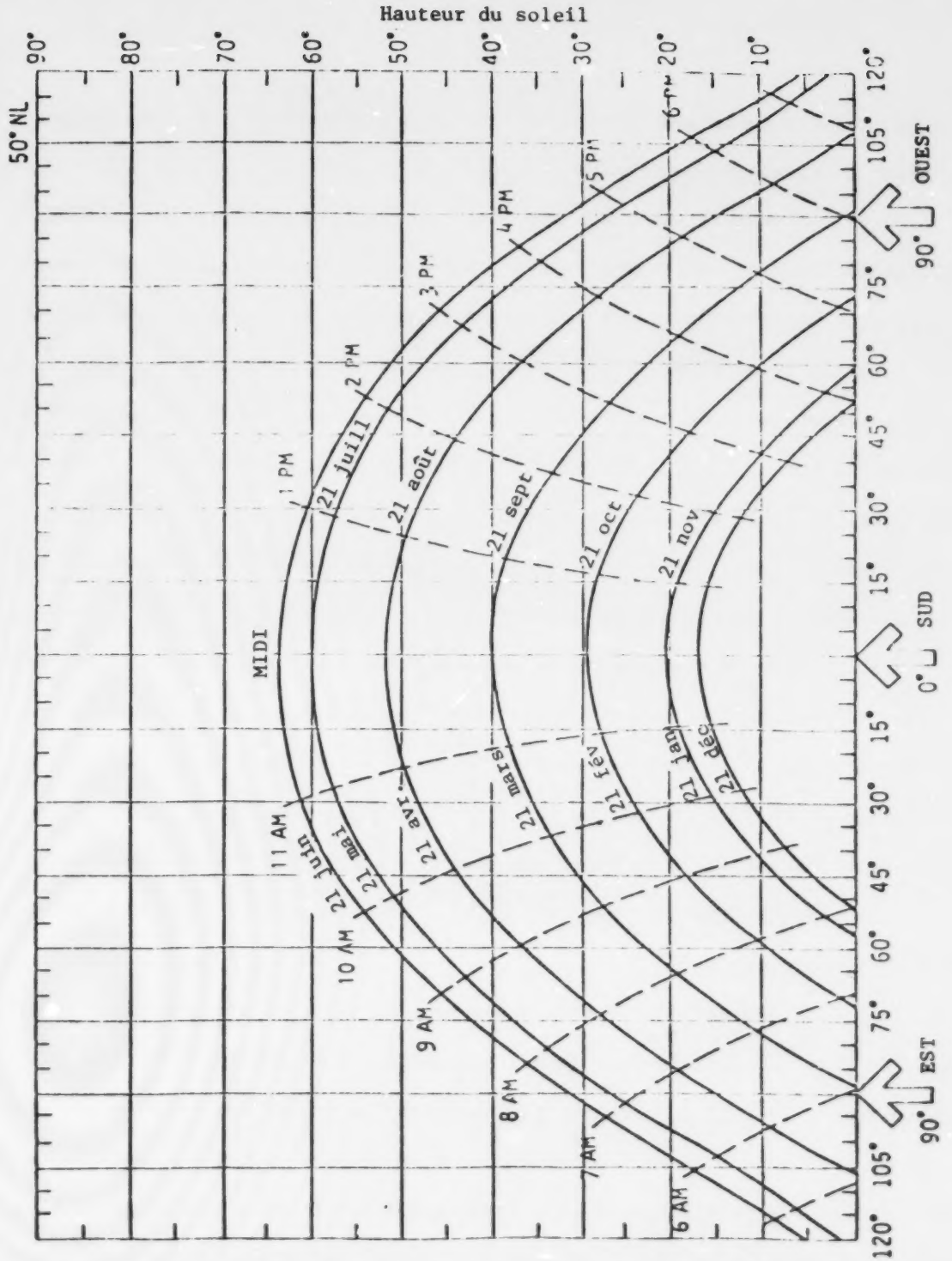


Diagramme du trajet des rayons du soleil

FIGURE 1.1.4

La réduction des coûts associés au support et à l'installation du capteur peut justifier la baisse de performance.

Les meilleures applications de l'énergie solaire correspondent à une grande demande continue d'énergie thermique de basse qualité. De basses températures moyennes du fluide admis dans le capteur se traduisent par de faibles pertes thermiques et un meilleur rendement en termes de captage d'énergie. Ces basses températures sont possibles si la charge nécessite seulement une faible élévation de température, comme c'est le cas pour le chauffage d'une piscine extérieure, ou si le système est conçu pour combler une petite fraction d'une grosse demande, comme c'est le cas pour le préchauffage de l'air d'appoint dans un système d'aération d'un bâtiment.

Une grande demande énergétique permet de prévoir un système suffisamment important pour que les frais fixes et semi-fixes soient répartis sur de grandes surfaces de capteurs et des contributions énergétiques plus importantes, la fraction de la demande comblée par le système solaire restant faible. Une faible fraction solaire combinée à une demande énergétique importante mais fluctuante, peut se traduire par un système qui consomme plus d'énergie que ce qui est disponible.

Lors de l'optimisation des paramètres du système, on doit tenir compte du fait qu'un équipement de haute qualité, plus coûteux, n'est pas nécessairement un gage de rentabilité économique ou énergétique. Le chauffage d'une piscine extérieure est un exemple de système dans lequel la performance d'un capteur solaire bon marché peut être supérieure à celle d'un capteur plus coûteux. La température de la piscine est souvent inférieure à celle de l'air ambiant en raison du phénomène d'évaporation et des pertes nocturnes. Cela signifie que le capteur solaire dans lequel circule de l'eau de la piscine fonctionnera souvent à des températures inférieures à celle de l'air ambiant de telle

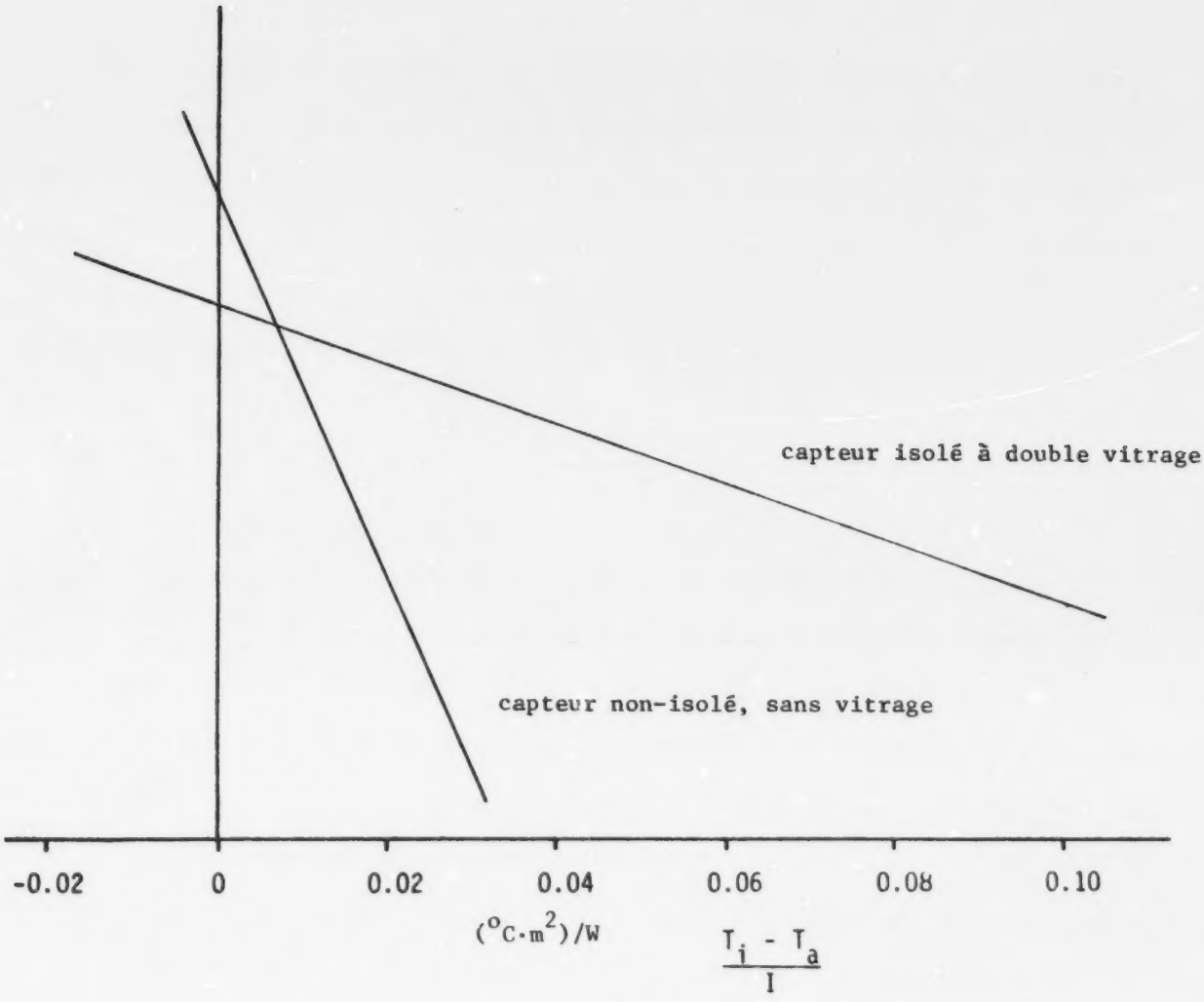
sorte que, au lieu de perdre de la chaleur, il en gagnera. Le capteur mieux isolé, à double vitrage, plus coûteux, ne permettra pas ce gain d'énergie. Un capteur bon marché, non-isolé et sans vitrage, absorbera une quantité importante d'énergie de l'air ambiant. Cela est mis en évidence à la Figure 1.3.1: lorsque T_i est supérieur à T_a, le fonctionnement du capteur est représenté par la partie des courbes à gauche de l'axe vertical et les rendements sont en fait supérieurs au rendement idéal. Chaque fois que le point correspondant à $\frac{T_i - T_a}{I}$ se trouve à gauche du point d'intersection des deux courbes de rendement, le capteur bon marché a une meilleure performance. Cette condition se retrouve souvent pendant la période d'utilisation d'une piscine extérieure et il est donc préférable d'utiliser des capteurs bon marché pour ce genre d'installation.

Voici quelques exemples de ce que l'on considère comme étant les meilleures applications de l'énergie solaire: chauffage des piscines extérieures, préchauffage de l'air d'aération (surtout dans l'industrie, les laboratoires ou les centres de soins où l'on a besoin de grandes quantités d'air frais pour remplacer l'air contaminé), et production de chaleur industrielle (lorsque la consommation d'eau est importante et que la température de l'eau d'appoint est basse).

1.3 EFFETS DES MESURES D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

Lorsqu'il évalue un système solaire, le concepteur devrait aussi considérer différentes mesures d'économie d'énergie. En général, les mesures d'économie d'énergie sont plus rentables économiquement que les systèmes solaires et elles devraient donc être étudiées avant l'évaluation d'un système solaire particulier.

L'application d'une mesure efficace d'économie d'énergie réduira la demande normalement satisfaite par d'autres moyens.



Courbes de rendement des capteurs

FIGURE 1.3.1

Les autres mesures d'économie jouent alors un rôle moins important. Lorsque la demande qui doit être satisfaite par l'énergie solaire diminue, la contribution énergétique du système solaire diminue, ce qui rend le système solaire moins rentable.

Par exemple, un chauffe-eau alimenté avec une eau à 40 ^{o}C consommera beaucoup plus d'énergie que le même chauffe-eau fournissant de l'eau à 45 ^{o}C car les pertes à vide dans le premier cas sont plus importantes. Il est possible que la contribution énergétique d'un système solaire donné soit inférieure si le chauffe-eau fournit de l'eau à 45 ^{o}C bien que le système solaire satisfasse une plus grande fraction de la demande. Pour une eau à 75 ^{o}C, le système solaire peut combler 30 % d'une demande de 100 GJ alors que pour une eau à 45 ^{o}C, il comblera 40 % d'une demande de 60 GJ. Une charge totale moins grande permettrait de réduire la taille du système solaire mais réduirait aussi la rentabilité économique du système.

1.3.1 RAPPORT DE FAISABILITÉ DES PROJETS AUES

Avant d'entreprendre une évaluation détaillée des possibilités d'utilisation de l'énergie solaire, le propriétaire du bâtiment peut compléter un rapport de faisabilité. Ce rapport doit inclure les données suivantes: le type d'utilisation de l'énergie solaire choisi, une évaluation quantitative des besoins énergétiques et une estimation de la taille, du coût et de la contribution énergétique du système à partir d'un ensemble de tableaux et de graphiques. Ce rapport constitue une première évaluation du système solaire envisagé. Si la proposition est acceptable, une subvention est accordée pour une conception théorique, qui est une évaluation plus complète et détaillée.

La conception théorique comprend

- une description plus complète et détaillée de la demande à satisfaire par l'énergie solaire. Des mesures de la demande pendant une période de temps donnée sont essentielles car le système solaire dépend fortement de l'importance et du profil de la demande,

- un plan du système montrant l'emplacement des principaux éléments,

- une description du bâtiment et de toutes les modifications nécessaires pour l'installation du système solaire,

- une étude des mesures d'économie d'énergie qui pourraient être mises en application dans l'édifice.

En général, les subventions ne sont pas suffisantes pour une vérification énergétique détaillée mais on devrait examiner les points suivants:

- les possibilités de fixer de nouvelles températures pour les chauffe-eau et d'utiliser, partout où c'est possible, des réducteurs de débit dans les toilettes très utilisées, des pompes à minuterie et des ventilateurs.

- les hypothèses et les critères de conception utilisés pour l'établissement des modes d'exploitation.

- un estimé des coûts, incluant les coûts de conception, d'inspection de la construction, d'investissement, les coûts d'entretien annuels prévus, la consommation énergétique du système et toute autre dépense comme les réparations du toit ou d'autres modifications du bâtiment.

A la fin de l'étape de conception, on a rassemblé un ensemble de plans pour la construction, les systèmes mécaniques et les circuits électriques, des spécifications, des coûts détaillés et des données sur la mise en marche et le fonctionnement du système. En se basant sur les chiffres actuels (1982), les coûts acceptables varient de 160 $/GJ.a à 350 $/GJ.a.

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre			Page
2	2.1	TYPES DE SYSTÈMES ET FONCTIONNEMENT	17
	2.1.1	Systèmes à air	17
	2.1.2	Effet de la capacité de stockage sur la performance thermique	21
	2.1.3	Stockage: avantages et inconvénients de la pierre, des liquides et des substances à changement de phase	24
	2.1.4	Fuites et thermosyphonage	26
	2.1.5	Échangeurs de chaleur	28
	2.2	SYSTÈMES À LIQUIDE	31
	2.2.1	Introduction	31
	2.2.2	Effet des échangeurs de chaleur sur la performance	33
	2.2.3	Pertes dans les systèmes solaires refroidis par des liquides	37
	2.2.4	Exploitation du réservoir de stockage de l'énergie solaire	38
	2.2.5	Raccords pour les capteurs à liquide	46
	2.3.1	Détail du montage	51
	2.3.2	Installation des conduites ou des tuyaux et protection contre les intempéries	56
	2.3.3	Le facteur de réflexion du sol et son effet sur la performance thermique	64
	2.3.4	Le modificateur d'angle d'incidence	66

FIGURES

Figure		Page
2.1.1	FRACTION SOLAIRE VS. SURFACE DE CAPTEUR	18
2.1.2	UTILISATION DU CAPTEUR PAR UNITÉ DE SURFACE VS. FRACTION SOLAIRE	18
2.1.3	GAIN D'ÉNERGIE DU CAPTEUR VS. LA DIFFÉRENCE ENTRE LA TEMPÉRATURE DE L'AIR ADMIS DANS LE CAPTEUR ET LA TEMPÉRATURE DE L'AIR AMBIANT	18
2.1.4	FUITES ET THERMOSYPHONAGE	23
2.1.5a	RENDEMENT D'UN ÉCHANGEUR DE CHALEUR À CALANDRE À UN SEUL PASSAGE À CONTRE-COURANT	29
2.1.5b	RENDEMENT D'UN ÉCHANGEUR DE CHALEUR EAU-AIR À COURANTS CROISÉS.	29
2.1.6	ÉCHANGEUR DE CHALEUR INSTALLÉ DANS LE CIRCUIT DU CAPTEUR	34
2.1.7	FACTEUR DE CORRECTION POUR L'ÉCHANGEUR DE CHALEUR DANS LE CIRCUIT DU CAPTEUR	36
2.1.8	FACTEUR DE CORRECTION POUR L'ÉCHANGEUR DE CHALEUR INSTALLÉ ENTRE LE STOCKAGE ET LA CHARGE	36
2.1.9	TEMPS D'EXPOSITION ET TEMPÉRATURE DE L'EAU CAUSANT DES BRÛLURES AU TROISIÈME DEGRÉ	42
2.1.10	RACCORDS DE TUYAUTERIE FLEXIBLES	47
2.1.11		55
2.1.12		57
2.1.13	SUPPORT À COLONNES	58
2.1.14	SUPPORT À BORDURES	59
2.1.15		60
2.1.16	MODIFICATEUR D'ANGLE D'INCIDENCE POUR TROIS CAPTEURS SOLAIRES PLANS AVEC DES REVÊTEMENTS NON SÉLECTIFS SUR L'ABSORBEUR	70

FIGURES

Figure		Page
2.1.17	MODIFICATEUR D'ANGLE D'INCIDENCE POUR TROIS CAPTEURS SOLAIRES PLANS AVEC DES REVÊTEMENTS NON SÉLECTIFS SUR L'ABSORBEUR	71
2.1.18	EFFET DE L'ANGLE D'INCIDENCE SUR LE RENDEMENT	73
2.1.19	ANGLE D'INCIDENCE EFFICACE DU RAYONNEMENT SOLAIRE DIFFUS ISOTROPE	76
2.1.20	EFFET D'UN VITRAGE SIMPLE ET D'UN VITRAGE DOUBLE SUR LA FRACTION SOLAIRE	77

TABLEAUX

Tableau		
2.1.3.1	VALEURS COURANTES DE L'ALBEDO	67
2.1.3.2	MOYENNES CONTINENTALES DE L'ALBEDO EN AMÉRIQUE DU NORD EN FONCTION DE LA LATITUDE	67
2.1.3.3	ALBEDO D'UNE SURFACE HERBEUSE (%) À TORONTO	68
2.1.3.4	ALBEDOS DE DIFFÉRENTS MATÉRIAUX	68

CHAPITRE 2

2.1 TYPES DE SYSTÈMES ET FONCTIONNEMENT

2.1.1 Systèmes à air

Les capteurs à air ont deux applications principales, le chauffage des locaux et le préchauffage de l'air d'aération. On les a aussi essayés pour le séchage des grains et le chauffage de l'eau domestique avec plus ou moins de succès.

La performance thermique des capteurs à air varie en fonction de la surface du capteur. Lorsque cette surface augmente, la fraction solaire augmente, comme le montre la Figure 2.1.1. Cependant, lorsque l'on représente l'utilisation par unité de surface de capteur en fonction de la fraction solaire, on obtient une courbe comme celle de la Figure 2.1.2. La courbe montre que les avantages ont tendance à diminuer, l'utilisation par unité de surface diminuant lorsque la fraction solaire augmente. Il est donc souhaitable d'avoir une petite fraction solaire afin d'atteindre un haut degré d'utilisation par unité de surface, de façon à maximiser la performance thermique.

Le gain solaire par unité de surface varie avec le type d'application du capteur à air. Le gain solaire par unité de surface est maximum dans le cas du préchauffage car les capteurs fonctionnent alors dans les conditions correspondant à l'ordonnée à l'origine dans la Figure 2.1.3. A l'ordonnée à l'origine, la température dans le capteur est égale à la température de l'air ambiant. Dans le cas du chauffage des locaux, les deux températures sont différentes et le gain solaire par unité de surface est plus faible.

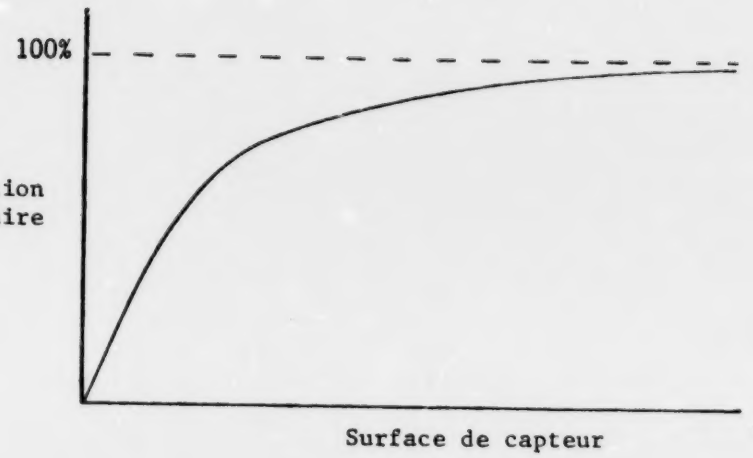


FIGURE 2.1.1 Faction solaire vs. surface de capteur

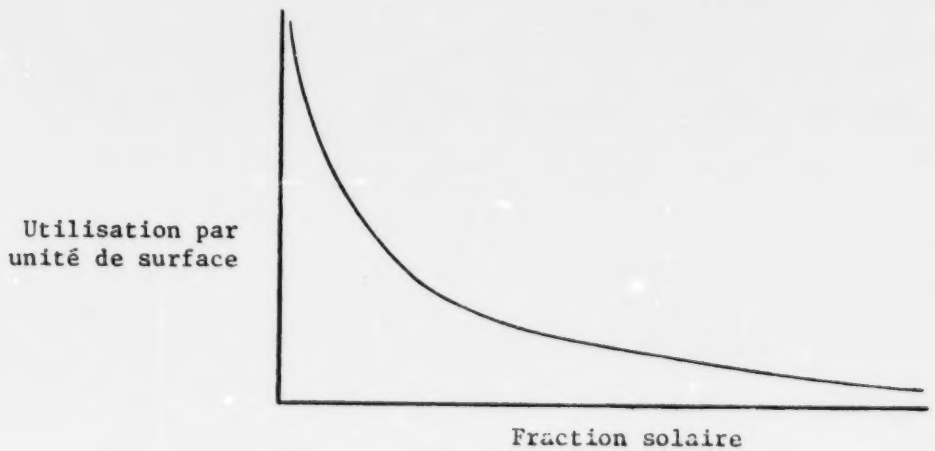
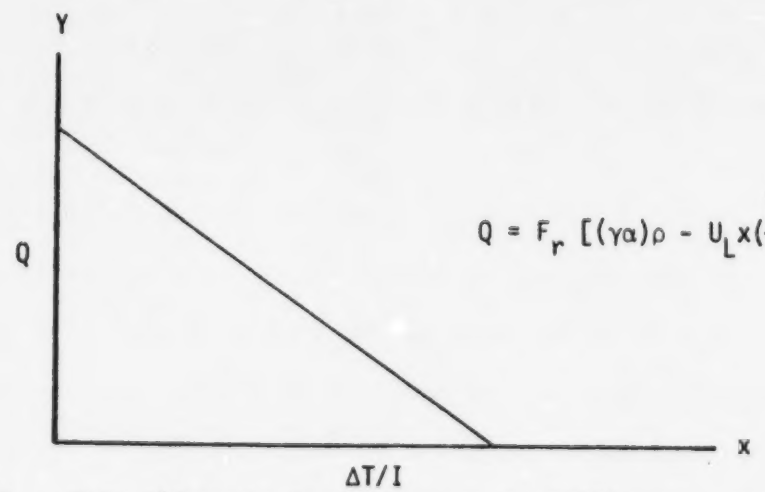


FIGURE 2.1.2 Utilisation du capteur par unité de surface vs. fraction solaire



$$Q = F_r [(\gamma\alpha)\rho - U_L x (\frac{T_{in} - T_{amb}}{I})]$$

FIGURE 2.1.3 Gain d'énergie du capteur vs. la différence entre la température de l'air admis dans le capteur et la température de l'air ambiant

La majorité des fabricants recommandent un débit de 0,01 m^3/s par m^2 de surface de capteur; un fabricant a aussi recommandé un débit variant entre 0,01 et 0,03 m^3/s par m^2. Le nombre de capteurs que l'on peut sans problème installer en série dépend de la chute de pression observée dans tout le système. La chute de pression dans un système de capteurs ne devrait pas excéder 0,625 kPa de telle sorte que le nombre exact de capteurs que l'on peut utiliser dépend de la chute de pression indiquée par les fabricants.

La chute de pression par capteur varie d'un capteur à un autre. Pour les capteurs actuels, on recommande une pression de 0,02 à 0,5 kPa. Lorsque les capteurs fonctionnent sous la plus basse pression, on peut installer plusieurs capteurs en série sans dépasser la limite de 0,625 kPa. pour la chute de pression. Si les capteurs fonctionnent sous des pressions élevées, on ne peut les placer en série sans dépasser la limite et il faut alors installer les capteurs en parallèle.

La majorité des systèmes solaires nécessitent plus d'un capteur. On peut obtenir un réseau de capteurs à partir de plusieurs combinaisons. Les plus simples sont les combinaisons en série et en parallèle. A l'heure actuelle, il existe des méthodes de calcul de la performance de N capteurs installés en série à partir des données fournies par les fabricants pour un seul capteur.*

Pour maximiser le rendement de capteurs installés en série, les fabricants recommandent de maintenir le même débit dans tous les capteurs. Cependant, lorsque les capteurs sont installés en série, les chutes de pression dans chaque capteur s'ajoutent, ce qui réduit en fait le débit d'air. Ainsi,

---

* Duffie & Beckman - Solar Engineering of Thermal Processes, pp. 268-270.

si N capteurs sont placés en série, la chute de pression à travers le réseau de capteurs sera approximativement égale à N fois la chute de pression dans un capteur. La chute de pression étant multipliée par N, il faut aussi multiplier le débit d'air par N pour maintenir le même débit dans tous les capteurs. L'augmentation du débit d'air signifie que la puissance du ventilateur doit aussi être augmentée, le facteur de multiplication étant approximativement égal au cube du nombre de capteurs en série. Le ventilateur doit donc être plus gros que celui qui serait utilisé avec un seul capteur.

Cela n'est pas le cas pour les réseaux de capteurs en parallèle, la chute de pression par capteur ne s'additionnant pas comme dans un réseau de capteurs en série. Par conséquent, on peut utiliser un ventilateur plus petit. Cependant, des essais effectués par Dunkle et Davey (1970) ont montré des différences dans la chute de pression, suivant la place du capteur dans le réseau. On a observé que la chute de pression entre le fond et l'extrémité supérieure du capteur était plus grande pour les capteurs placés aux extrémités du réseau. L'irrégularité des chutes de pression indique que le débit n'est pas uniforme dans les capteurs, ce qui nuit à la performance des capteurs en parallèle. La réduction du débit se traduit par une réduction du rendement du capteur. On est alors placé devant l'alternative suivante: ou bien on choisit un réseau de capteurs en série et l'on installe un plus gros ventilateur ou bien l'on choisit le réseau de capteurs en parallèle et on le fait fonctionner plus longtemps pour contrebalancer la perte de rendement. Dunkle et Davey recommandent d'installer en parallèle des capteurs reliés en série ou bien une simple installation en parallèle, ce qui se traduit par une distribution plus uniforme des débits. Lorsque l'on choisit entre les réseaux de capteurs en parallèle et en série, il faut aussi considérer la tuyauterie et la conception des capteurs.

2.1.2 Effet de la capacité de stockage sur la performance thermique

Avec les capteurs à air, on peut utiliser deux types de stockage thermique: le stockage de la chaleur sensible et le stockage de la chaleur latente. Le milieu de stockage est différent suivant que l'on a choisi de stocker la chaleur sensible ou la chaleur latente. Par exemple, pour le stockage de la chaleur sensible, l'échangeur de chaleur sera constitué d'une couche de pierres. Les principales caractéristiques d'un système de stockage de l'énergie thermique sont les suivantes: a) sa capacité, par unité de volume ou de poids; b) la gamme de température dans laquelle il fonctionne; c) les moyens d'ajouter ou d'enlever de la chaleur et les différences de température correspondantes; d) la stratification thermique dans le dispositif de stockage; e) la consommation d'électricité pour l'addition ou la soustraction de chaleur; f) l'enceinte du système de stockage; g) les moyens de limiter les pertes thermiques dans le système de stockage; h) le coût du système de stockage. Ces caractéristiques sont les mêmes pour toutes les méthodes de stockage de l'énergie employées dans les systèmes solaires.

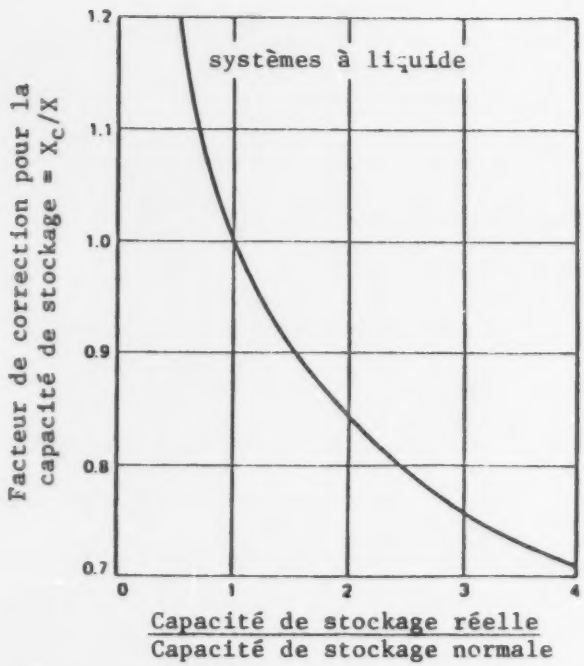
Pour le stockage de la chaleur sensible, on utilise une couche de matériaux particulaires non tassés. On peut employer divers types de solides, mais les pierres sont les plus utilisées. Dans une couche de pierres, le coefficient de transfert de chaleur entre l'air et les solides est élevé, ce qui favorise la stratification thermique. Le stockage dans une couche de pierres présente d'autres avantages: le coût peu élevé du matériau de stockage et de l'enceinte, la faible conductivité de la couche de pierres lorsqu'il n'y a pas de circulation d'air et la faible chute de pression à travers la couche.

A cause de ces avantages, la couche de pierres est le système de stockage le plus approprié pour les systèmes solaires à air.

La performance des systèmes à air est moins sensible à la capacité de stockage que celle des systèmes à liquide. Le volume de stockage requis par un système à air dépend de l'application du système. Les systèmes à air peuvent fonctionner dans le mode capteur-demande, le dispositif de stockage étant alors court-circuité. Avec les capteurs à air, on emploie couramment la couche de pierres car elle permet une forte stratification, ce qui se traduit par une augmentation de la capacité à l'extrémité froide de la couche de pierres, cette extrémité étant rarement chauffée et refroidie dans la même mesure que l'extrémité chaude.

Le volume de stockage utilisé par le programme informatisé FCHART pour les capteurs à air est de 0,25 mètres cube de pierre par mètre carré de capteur, ce qui correspond à 350 kJ/m^2C pour les types de pierre ordinaires. On peut déterminer la performance de systèmes comportant d'autres capacités de stockage en utilisant un facteur de correction pour la capacité de stockage, X_c/X (voir la Figure 2.1.4 extraite de Solar Engineering of Thermal Processes par John A. Duffie et William A. Beckman).

Pour déterminer la distance entre les rangées de capteurs, on se base sur le principe suivant: l'angle d'ombre doit rester inférieur à l'angle du soleil le 21 décembre à midi. L'angle d'ombre est l'angle formé par l'intersection, au bas du deuxième capteur, de deux droites passant par le haut et le bas du capteur le plus au sud. Si l'on utilise une tuyauterie extérieure, l'extrémité supérieure de la tuyauterie extérieure devient alors le point le plus élevé lorsque l'on calcule la distance entre les capteurs à partir de l'angle d'ombre.



Facteur de correction pour la capacité de stockage avec les systèmes à liquide. La capacité de stockage normale est de 75 L/m^2

FIGURE 2.1.4

Bien que ce calcul nous donne la distance idéale entre les rangées de capteurs, il faut aussi considérer d'autres facteurs comme les dimensions du bâtiment, son architecture et son orientation. Les dimensions du bâtiment limitent la distance possible entre les rangées de capteurs, surtout lorsqu'on utilise plusieurs rangées de capteurs.

2.1.3 Stockage: avantages et inconvénients de la pierre, des liquides et des substances à changement de phase

Si l'on veut réaliser des bénéfices substantiels, il est essentiel que la performance du système de chauffage solaire reste bonne pendant les périodes où il y a peu ou pas du tout d'ensoleillement. Il est donc indispensable de pouvoir stocker de grandes quantités de chaleur pendant de longues périodes de temps.

Les deux principaux types de stockage thermique sont ceux basés sur le stockage de la chaleur sensible et ceux basés sur le stockage de la chaleur latente de fusion. La chaleur sensible est l'énergie thermique contenue dans une substance, la capacité thermique de la substance étant définie comme la quantité de chaleur qui est absorbée ou dégagée lorsque la température de 453 grammes de substance varie de 0,555 ^{o}C.

La chaleur latente de fusion est l'énergie qui est absorbée lorsqu'une substance fond et dégagée lorsque la substance se solidifie. L'avantage du stockage de la chaleur latente par rapport au stockage de la chaleur sensible est que l'on peut stocker une plus grande quantité d'énergie dans un plus petit volume de substance, à une température de fonctionnement commode. Les substances utilisées pour stocker la chaleur latente de fusion sont couramment appelées substances à changement de phase (SCP). L'eau et la pierre sont des milieux de stockage de la chaleur sensible.

Les milieux de stockage de la chaleur sensible les plus courants sont l'eau et la pierre mais il en existe de nombreux autres comme les mélanges eau/glycol, les débris de fer, l'aluminium, le béton, la brique et l'huile de paraffine. La pierre est probablement le milieu de stockage le plus utilisé avec les systèmes à air. Le grand inconvénient de la pierre, si l'on compare à l'eau, est que sa capacité de stockage de la chaleur est approximativement égale à la moitié de celle de l'eau. Pour stocker la même quantité d'énergie thermique, on doit utiliser deux fois plus de roche que d'eau. Cependant, l'inconvénient d'un plus grand espace de stockage est compensé par l'élimination des problèmes de gel et des risques d'ébullition ou d'inondation des espaces habités.

Les autres inconvénients de la pierre sont la nécessité de bien répartir les pierres, le risque de formation de mousse s'il y a de l'humidité dans l'enceinte, et les fuites d'air dans l'enceinte. Pour une capacité de stockage maximale, les pierres doivent avoir la même taille et doivent être réparties régulièrement.

L'autre milieu de stockage de la chaleur sensible couramment employé est l'eau. Parmi les liquides utilisables comme milieu de stockage de la chaleur sensible, l'eau est celui qui a la plus grande capacité thermique. Un mélange 30 % eau/70 % glycol aurait une capacité thermique égale à environ 80 % de celle de l'eau pure. Les milieux de stockage liquides posent plusieurs problèmes que l'on ne retrouve pas avec les milieux solides. Les problèmes les plus évidents sont les fuites, les inondations, le gel et l'ébullition. On peut réduire les risques en choisissant des matériaux appropriés pour le réservoir de stockage. Par exemple, le réservoir de stockage peut être constitué d'une enveloppe de béton renforcée avec un revêtement interne imperméable. Le revêtement imperméable élimine les risques de fuite d'eau. L'enveloppe externe en béton donne au réservoir une grande résistance et permet son installation sur le sol ou sous le sol.

On peut classer les substances à changement de phase (SCP) en trois groupes: a) les sels hydratés, b) les substances organiques et c) les mélanges eutectiques.

Les SCP constituent une solution attrayante pour remplacer les milieux de stockage de la chaleur sensible lorsqu'il y a un problème d'espace. Les SCP nécessitent seulement une fraction de l'espace nécessaire pour le stockage d'une quantité équivalente d'énergie thermique; par exemple, 3,5 m^3 de décahydrate de sulfate de sodium peuvent stocker la même quantité d'énergie que 62,3 m^3 de pierres ou 28,3 m^3 d'eau. Il s'agit là d'une réduction considérable de l'espace nécessaire au stockage. Cependant, il faut aussi envisager les divers inconvénients des SCP.

Le groupe des sels hydratés présente des avantages: en général, ils ne sont pas toxiques, ils sont ininflammables, facilement disponibles et peu coûteux. Cependant, le passage de la phase liquide à la phase solide n'est pas sûr lorsque cette opération est répétée et certains sels restent en surfusion, c'est-à-dire qu'ils ne se solidifient pas lorsque la température descend au-dessous de leur point de fusion, de telle sorte qu'ils ne libèrent pas la chaleur latente de fusion à la température prévue.

Les substances organiques ne présentent pas les problèmes de précipitation de solides ou de surfusion mais elles sont relativement chères et certaines présentent des risques d'incendie ou d'explosion. Les substances organiques ont une chaleur latente de fusion relativement faible et il faut donc utiliser des volumes plus importants.

2.1.4 Fuites et thermosyphonage

Dans tous les systèmes solaires, les fuites de liquide ou d'air peuvent poser un problème. Dans les systèmes à air, les fuites d'air peuvent se produire aux clapets d'entrée d'air, dans les conduites et même à l'intérieur

du capteur. Pour réduire les fuites d'air, il faut entourer les joints d'un ruban isolant ou les sceller et l'on doit choisir des conduites en métal avec un isolant en fibre de verre ou des conduites flexibles isolées. Pour les conduites, on recommande une isolation minimale de R-4 ce qui correspond à 2,5 centimètres de fibre de verre. La quantité d'air qui s'échappe dépend de la longueur des conduites; cependant, environ 5 % des fuites se produisent à l'entrée et à la sortie de la conduite.

Les clapets d'entrée d'air sont une deuxième source de fuite d'air. Dans les systèmes solaires à air, on emploie des clapets automatiques pour diriger le courant d'air à travers la couche de pierre vers le capteur et le circuit de chauffage des locaux. Les fuites excessives sont le principal problème que posent les clapets dans les systèmes solaires à air.

Le risque de gel dans les systèmes à air prévus pour le préchauffage de l'eau domestique dépend directement de l'ampleur de la fuite d'air dans les clapets d'entrée d'air. Par une froide nuit d'hiver, une fuite de 10 % dans le clapet situé entre l'échangeur de chaleur et le capteur pourrait entraîner le gel et la rupture de l'échangeur de chaleur en moins d'une heure. Pour réduire ces fuites au minimum, on devrait spécifier un taux de fuite dans les clapets inférieur à 0,5 % du débit nominal.

Des fuites d'air au niveau de l'échangeur de chaleur peuvent aussi être le résultat du thermosyphonage pendant la nuit. Si de l'air s'échappe des capteurs pendant la nuit lorsque la température ambiante est inférieure à la température du local conditionné, les capteurs déverseront de la chaleur dans l'environnement plus froid. Il en résultera une réduction considérable de la performance thermique. On peut utiliser des registres dans les conduites pour éviter un retour de courant. Ces registres doivent être de type plats et flexibles ou de type volet. Ils doivent aussi être installés de façon à fournir une barrière

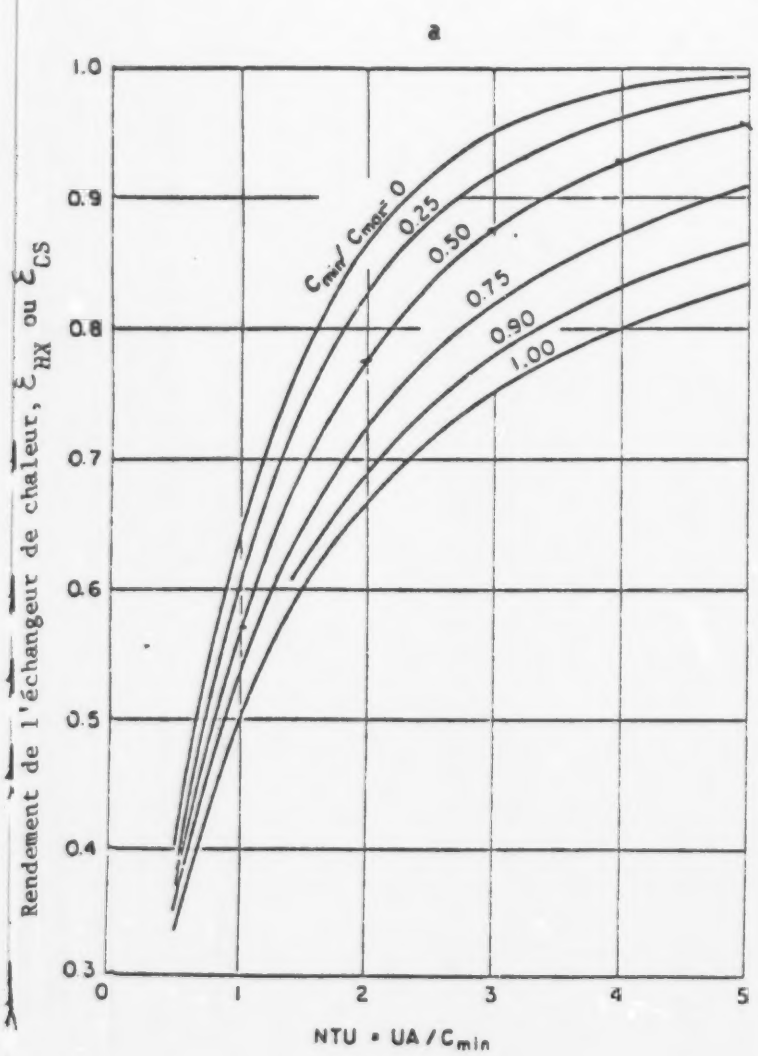
positive contre le retour d'air. Le thermosyphonage inverse peut endommager un échangeur de chaleur et entraîner une baisse de la performance thermique, mais l'on peut réduire ces risques avec des registres correctement installés.

Les capteurs constituent une troisième source de fuite d'air. Les fuites d'air dans les capteurs dépendent de la différence de pression entre le capteur et l'air ambiant. Une différence de pression négative entre le capteur et l'air ambiant se traduira par une infiltration d'air dans le capteur et le bâtiment sera ainsi mis sous pression. Une différence de pression positive se traduit par une perte de pression dans le bâtiment et l'air s'échappe alors du capteur. Etant donné que les fuites d'air dépendent de la différence de pression, il est impossible de fixer un taux de fuite d'air pour les capteurs. Les fuites d'air réduisant la performance d'un système à air, il devient important de vérifier s'il y a des fuites avant d'isoler ou de couvrir les conduites. Pour ce faire, on peut utiliser un crayon à fumée lors des essais du système.

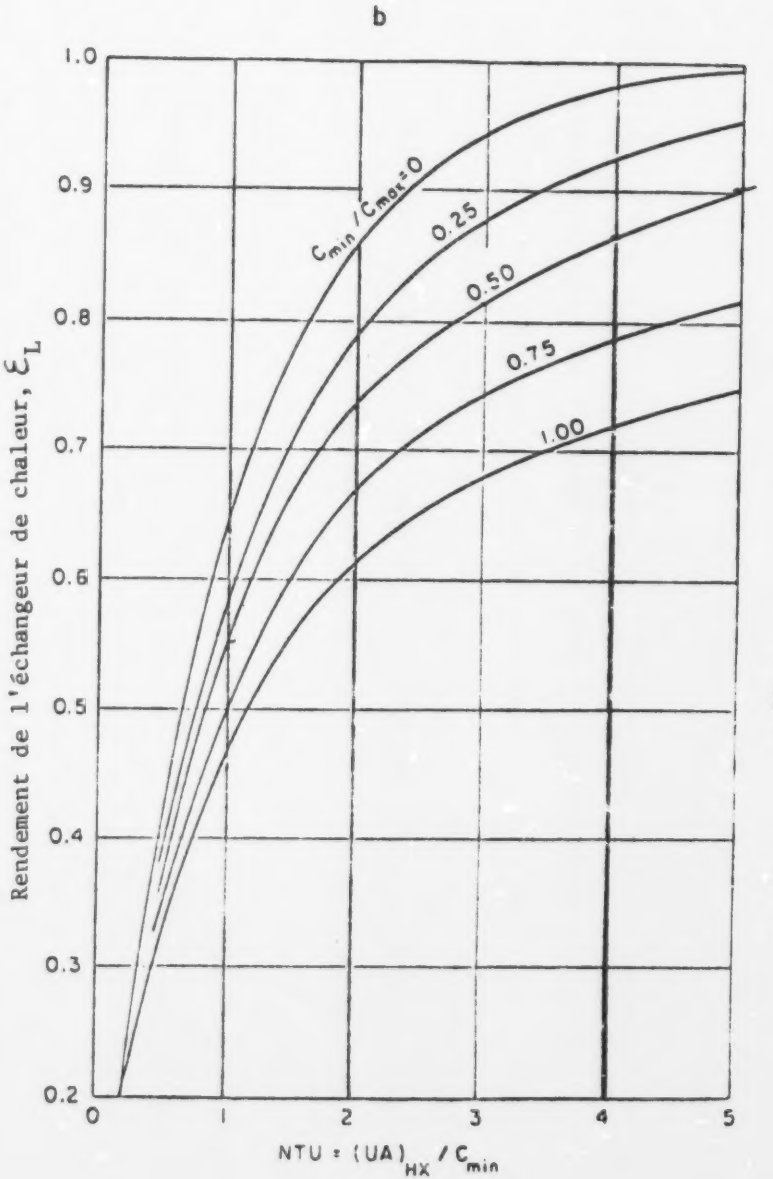
2.1.5 Échangeurs de chaleur

On utilise un échangeur de chaleur pour transférer la chaleur du liquide du capteur au liquide de stockage. L'échangeur de chaleur liquide-liquide le plus simple est peut-être l'échangeur à calandre. Un échangeur de chaleur à contre-courants convient pour les systèmes solaires car il permet de réduire au minimum les différences de température entre le liquide de stockage et le liquide qui sort du capteur.

Une méthode d'évaluation des échangeurs de chaleur qui dépend des températures d'entrée des liquides chauds et froids utilise un facteur appelé rendement de l'échangeur de chaleur. Le rendement de l'échangeur de chaleur est le rapport entre le taux réel de transfert de chaleur et un taux maximum théorique que l'on obtiendrait si la surface de l'échangeur de chaleur



Rendement d'un échangeur de chaleur à un seul passage à contre-courants



Rendement d'un échangeur de chaleur eau-air à courants croisés

FIGURE 2.1.5

était très grande. On peut aussi exprimer le rendement de l'échangeur de chaleur en termes du matériau utilisé dans l'échangeur et des capacitances des liquides. Le rendement d'un échangeur de chaleur à calandre à un seul passage à contre-courants est illustré à la figure 2.1.5a. On utilise le matériau de l'échangeur de chaleur et la capacitance du liquide pour calculer le nombre d'unités de transfert, en NTU. On peut ensuite utiliser la courbe représentant le nombre d'unités de transfert en fonction du rapport entre les débits à capacité thermique minimale et maximale pour déterminer le rendement de l'échangeur de chaleur. On peut utiliser une méthode similaire pour déterminer le rendement d'un échangeur de chaleur eau-air. Le rendement d'un échangeur de chaleur eau-air à courants croisés est illustré à la Figure 2.1.5b. En comparant les deux graphiques de la Figure 2.1.5, on peut établir une relation approximative entre le rendement d'un échangeur de chaleur liquide-liquide et celui d'un échangeur de chaleur liquide-air. Pour tous les rapports entre les débits à capacité thermique minimale et maximale, sauf lorsque ce rapport est égal à zéro, le rendement de l'échangeur de chaleur à calandre est supérieur, quel que soit le nombre d'unités de transfert. Les graphiques montrent que la différence entre les rendements des échangeurs de chaleur est la plus grande lorsque NTU est égal à 5 et C min/C max est égal à 1,0, où C est le débit thermique (C'est-à-dire le débit massique du liquide multiplié par la chaleur spécifique). Le rendement de l'échangeur de chaleur est le rapport entre le taux réel de transfert de chaleur et un taux maximum théorique que l'on obtiendrait si la surface de l'échangeur de chaleur était très grande (infinie). Pour les valeurs ci-dessus, l'échangeur de chaleur liquide-air à courants croisés avait un rendement approximatif de 0,74 alors que l'échangeur

de chaleur liquide-liquide avait un rendement d'environ 0,83. D'après les courbes obtenues à partir de ces deux types particuliers d'échangeur de chaleur, le rendement de l'échangeur liquide-liquide est toujours supérieur. Cependant, il existe d'autres configurations d'échangeur de chaleur mais les types liquide-liquide devraient toujours avoir un rendement supérieur à celui des échangeurs liquide-air comparables.

Les coûts de l'équipement construit sur mesure peuvent être beaucoup plus élevés que ceux de l'équipement préfabriqué. Dans le cas de l'équipement sur mesure, les coûts de la conception et de la fabrication seront multipliés: le système est unique et l'ingénieur ne peut se servir des hypothèses communes aux systèmes solaires de telle sorte qu'il faut prévoir plus de temps pour la conception. Le coût du montage des capteurs faits sur mesure serait égal à plusieurs fois le coût du montage des capteurs produits en série les plus rentables. Il en va de même pour tous les éléments du système solaire, de telle sorte que le coût de l'équipement serait beaucoup plus élevé que celui d'un système préfabriqué. Les coûts élevés de l'équipement construit sur mesure limitent considérablement l'utilisation de ce système que l'on ne devrait envisager que dans des circonstances extrêmes.

2.2 SYSTÈMES À LIQUIDE

2.2.1 Introduction

Les principales applications des capteurs refroidis par un liquide sont le préchauffage de l'air (ou le chauffage) et le préchauffage de

l'eau (ou le chauffage). Dans une situation donnée, les rendements des capteurs sont plus élevés lorsque l'énergie solaire est utilisée pour le préchauffage plutôt que pour le chauffage à la température désirée.

Le système le plus simple est du type thermosyphon, dans lequel les capteurs solaires sont placés au-dessous du système de stockage thermique. Le liquide circule naturellement par convection du réservoir de stockage vers les capteurs lorsque la température du capteur est supérieure à celle du réservoir de stockage. Les thermosyphons ne nécessitent pas de pompes ou de systèmes de régulation. La position physique des éléments dans les systèmes à thermosyphon est un facteur essentiel pour un fonctionnement satisfaisant du système.

Dans la plupart des cas, des contraintes physiques empêchent d'installer les éléments des systèmes liquides de façon appropriée et l'on utilise généralement des pompes pour faire circuler le liquide à travers le système de captage de l'énergie solaire, plutôt que de compter sur la convection libre. On a alors besoin de systèmes pour régulariser le fonctionnement de la pompe en fonction de l'énergie disponible.

Lorsqu'on utilise un système de stockage thermique, le milieu de stockage est généralement de l'eau. Les systèmes dans lesquels cette eau circule à travers les capteurs solaires sont appelés systèmes de chauffage direct. Partout au Canada, les capteurs à liquide qui fonctionnent toute l'année doivent être protégés d'une façon ou d'une autre contre le gel. Pour les systèmes directs de chauffage de l'eau, on peut protéger les capteurs en vidant automatiquement l'eau des capteurs solaires chaque fois qu'il y a risque de gel. Pour le chauffage des locaux, on peut utiliser une solution d'antigel comme liquide solaire et pour le stockage thermique. Dans les systèmes indirects ou à deux liquides, une solution d'antigel circule dans les capteurs solaires et un

échangeur de chaleur permet de transférer l'énergie recueillie à l'eau qui sera alors stockée ou utilisée.

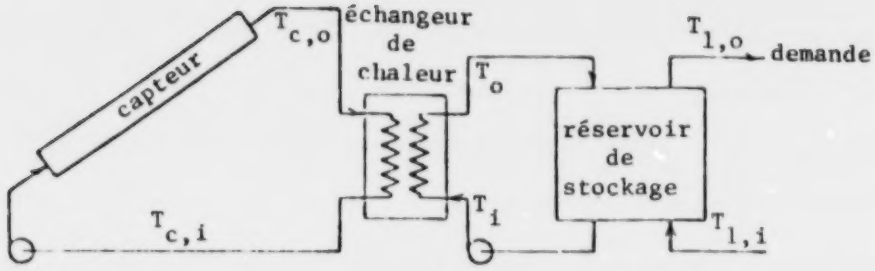
On peut utiliser des capteurs refroidis par un liquide pour le chauffage des locaux. Cependant, dans la plupart des cas, il faut atteindre des températures élevées, ce qui se traduit par une mauvaise performance du système. De plus, les coûts élevés de l'interfaçage d'un système solaire de chauffage des locaux avec le système classique diminue encore la rentabilité de ce genre d'installation. En ce qui concerne le préchauffage de l'air, les systèmes à air ont tendance à être moins coûteux que les systèmes à liquide, pour un service similaire.

Les utilisations les plus courantes des capteurs à liquide sont le chauffage de l'eau des piscines, le chauffage et le préchauffage de l'eau industrielle ou domestique. L'avantage de ces applications est que la demande se produit généralement lorsque l'énergie solaire est disponible et, dans de nombreux cas, toute énergie disponible au-dessus de 10 °C est utile. Le chauffage des locaux nécessite des températures du liquide dans le capteur égales ou supérieures à 20 °C. La complexité technique des systèmes est extrêmement variable. En général, on peut réduire le coût de l'énergie recueillie en s'en tenant à un système simple conçu pour répondre à une petite fraction d'une grande demande continue.

2.2.2 Effet des échangeurs de chaleur sur la performance

Dans les systèmes indirects (à deux liquides), un échangeur de chaleur est nécessaire pour transférer l'énergie entre les deux liquides. Si le liquide qui doit être chauffé est de l'eau, on utilise normalement de l'eau comme milieu de stockage. Dans ce cas, l'échangeur de chaleur sera installé dans le [redacted] du capteur, comme le montre la Figure 2.1.6.

FIGURE 2.1.6



Echangeur de chaleur installé dans
le circuit du capteur

Pour qu'il y ait transfert de chaleur entre les deux liquides, il faut qu'il ait une différence de température, ce qui se traduit par une perte d'énergie disponible. Pour une température donnée dans le réservoir de stockage, la température d'admission dans le capteur sera supérieure et le rendement du capteur sera plus faible. On peut tenir compte de cet effet en corrigeant la valeur du facteur d'extraction de la chaleur du capteur (F_R). On obtient alors la nouvelle valeur suivante:

$$F_{R(\text{nouveau})} = \frac{F_R}{1 + \left(\frac{A_c F_R U_L}{(\dot{m}Cp)_c}\right)\left(\frac{(\dot{m}Cp)_c}{\mathcal{E}(\dot{m}Cp)_{min}} - 1\right)}$$

où A_c = surface du capteur

U_L = coefficient de perte du capteur

$\dot{m}$ = débit massique

C_p = chaleur spécifique

ε = rendement de l'échangeur de chaleur

indice c = pour le liquide du capteur

indice min = la plus faible des valeurs pour les deux liquides passant à travers l'échangeur de chaleur

Le rendement de l'échangeur de chaleur est défini de la façon suivante

$$\varepsilon = \frac{Q}{(\dot{m}Cp)_{min} \times (T_h - T_c)}$$

où Q = le taux de transfert de chaleur

T_h = température d'entrée du liquide chaud

T_c = température d'entrée du liquide froid

La figure 2.1.7 montre la grandeur de cet effet. Pour un capteur ordinaire avec $(\dot{m}Cp)_c = (\dot{m}C_p)_{min} = 160\ W/^oC$

$F_R U_L = 4 W/m^2\ ^oC$

et $A = 2m^2$

un rendement de l'échangeur de chaleur $\varepsilon = 0,6$ se traduira par une diminution du rendement de 3 % seulement. Il est facile d'obtenir ce rendement avec un échangeur de chaleur à contre-courants. Avec un échangeur de chaleur à courants croisés ou dans le même sens, une plus grande surface sera nécessaire et, avec un échangeur de chaleur à convection libre, comme l'échangeur avec serpentin sur l'enveloppe, le rendement sera beaucoup plus faible et l'effet sur la performance du système sera considérable.

FIGURE 2.1.7 Facteur de correction pour l'échangeur de chaleur dans le circuit du capteur

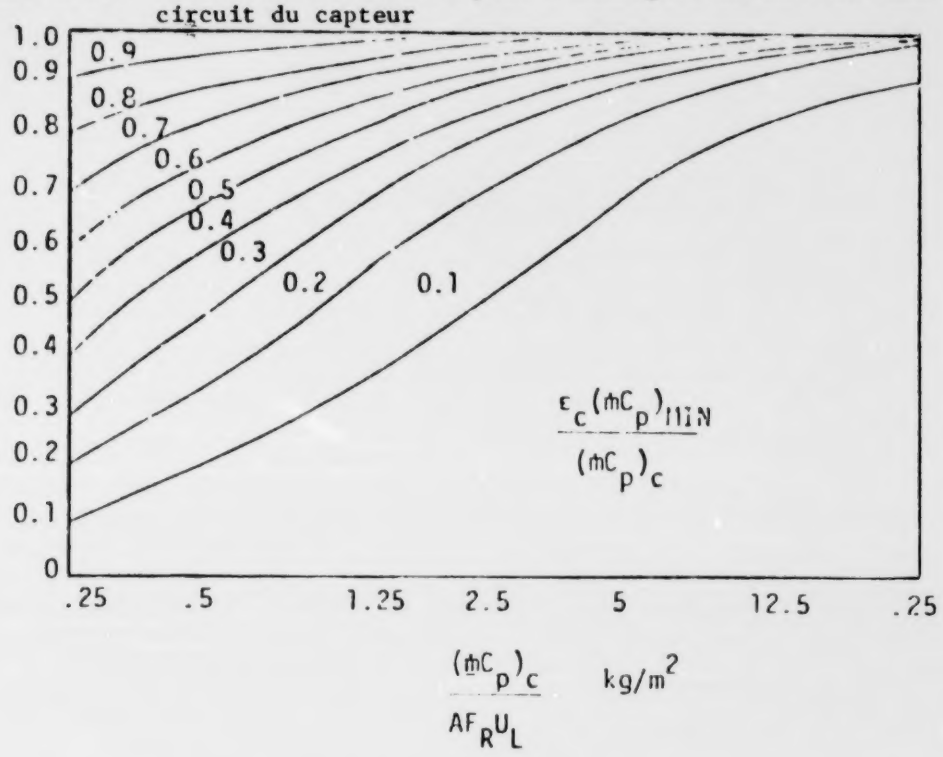
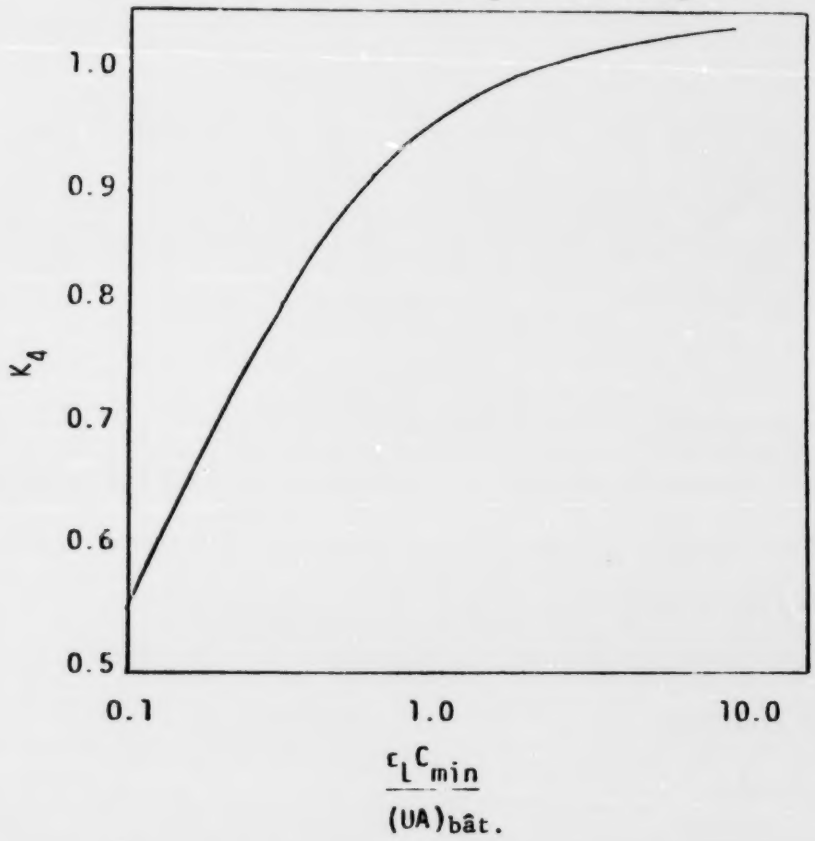


FIGURE 2.1.8 Facteur de correction, K_4, pour l'échangeur de chaleur installé entre le stockage et la charge



Si l'on utilise un capteur refroidi par un liquide pour le chauffage des locaux, le milieu de stockage sera généralement un liquide et il y aura un échangeur de chaleur entre le stockage et la charge. La présence de cet échangeur de chaleur se traduira aussi par une baisse du rendement du système. Le concepteur qui voudra optimiser un tel système de façon détaillée se servira probablement d'une simulation horaire pour analyser l'effet de la performance de cet échangeur de chaleur sur le rendement du système. Une démarche plus simple, utilisant le programme FCHART, permet au concepteur d'évaluer l'effet de l'échangeur de chaleur installé entre le stockage et la charge. On multiplie l'ordonnée à l'origine, $F_R(\alpha\tau)$, de la courbe de rendement du capteur par un facteur de correction donné par la formule suivante

$$K_4 = .39 - .64 \exp. \frac{-.139\ (UA)\ bât.}{\varepsilon\ (\dot{m}Cp)_{min}}$$

où $(UA)_{bât.}$ = la conductance thermique du bâtiment et les autres variables sont les mêmes que celles qui ont été définies ci-dessus.

La Figure 2.1.8 représente graphiquement ce facteur de correction. Cette correction est valide dans l'intervalle $.5 < \frac{\varepsilon(\dot{m}Cp)_{min}}{(UA)bât.} < 10$

2.2.3 Pertes dans les systèmes solaires refroidis par des liquides

Il y a deux principaux types de pertes dans ces systèmes: les pertes de chaleur dans les conduites, les réservoirs, l'échangeur de chaleur, etc., et la consommation parasite d'énergie. Ce dernier terme réfère à l'énergie consommée par le système pour son propre fonctionnement, telle que l'électricité consommée par la pompe et les systèmes de régulation.

Il est difficile de donner une idée générale de l'importance de l'un ou l'autre de ces paramètres. Les quantités varient grandement d'une

conception à une autre. Le mieux, pour l'ingénieur qui veut se faire une idée de ces grandeurs, est de les calculer pour chaque système qu'il conçoit.

Une étude de plusieurs systèmes de chauffage de l'eau sanitaire montre que la consommation parasite peut varier d'environ 2 % de l'énergie utile recueillie dans le cas de systèmes importants bien conçus à près de 10 % dans le cas de certains systèmes plus petits. Les pertes de chaleur dans le système varient aussi considérablement. Pour un système bien conçu, ces pertes sont généralement d'environ 10 %.

L'optimisation de l'épaisseur de l'isolant est un problème simple que l'ingénieur en conception mécanique doit résoudre continuellement. En ce qui concerne la conception des systèmes solaires, la tâche est plus aisée car il n'est pas nécessaire de spéculer sur l'évolution des prix du combustible ou des taux d'intérêt; il s'agit de décider si l'on gagnera plus d'énergie en dépensant un autre $1,000 sur les capteurs solaires ou sur l'isolation.

Les pourcentages susmentionnés montrent que la consommation parasite d'électricité et les pertes thermiques dans un système solaire ne sont absolument pas négligeables. Le concepteur sérieux doit s'assurer qu'aucune de ces pertes ne devienne excessive.

2.2.4 Exploitation du réservoir de stockage de l'énergie solaire

La conception et l'exploitation du système de stockage jouent un rôle important dans la performance thermique d'un système de chauffage solaire. La température du liquide quittant le système de stockage commande celle du caloporteur quittant l'échangeur de chaleur et entrant dans le capteur. Elle commande donc le rendement du capteur. Par conséquent, la performance du

système sera maximale lorsque la température à la sortie du réservoir de stockage sera la plus basse possible.

Pour une charge et un système solaire donnés, la température à la sortie du réservoir de stockage est la plus basse lorsque la température du liquide dans le réservoir est stratifiée. Cela devrait être un des principaux objectifs du concepteur. La signification thermodynamique de la stratification dans le réservoir et les façons d'obtenir cette stratification sont examinées au Chapitre 3.

L'une des difficultés auxquelles font face les concepteurs réside dans le choix de la taille du réservoir. Lorsque le système est utilisé pour le chauffage des locaux, le problème est simple car le liquide du réservoir de stockage est remis en circulation, de telle sorte que toute la chaleur stockée au-dessus de la température de stockage peut être utilisée, alors que toute chaleur stockée en-dessous de cette température est conservée. Par conséquent, plus le réservoir est grand, plus il peut stocker d'énergie consommable et le choix de la taille du réservoir devient un problème d'optimisation des coûts.

Lorsque le système est utilisé pour le chauffage de l'eau, le problème est différent. Le concepteur doit décider s'il est préférable de maintenir le réservoir de stockage à une température supérieure à la température fixée et d'amener ensuite l'eau à la température requise, ou de prévoir un réservoir assez grand pour que la température n'approche jamais la température fixée. Il existe peu de documentation à ce sujet, mais une étude* a montré que les réservoirs de stockage devraient avoir une capacité environ équivalente à la consommation d'eau journalière.

Il n'est pas difficile de comprendre pourquoi il existe une taille optimale, du point de vue thermodynamique, du réservoir de stockage dans un

---

* G.K. Yuill et B.C. Bradley, "The Modelling of a Solar Domestic Water Heating System" System Simulation and Economic Analysis for Solar Heating and Cooling Conference, San Diego, 1978.

chauffe-eau solaire domestique. L'extraction de l'énergie du réservoir peut se faire seulement par l'intermédiaire de l'eau. Par conséquent, si l'on a besoin de 400 L d'eau chauffée à 60 °C, et si la température de l'eau d'appoint est 10 °C, un réservoir contenant 400 L d'eau à 60 °C peut satisfaire la demande. Un réservoir contenant 5000 L d'eau à 50 °C contient dix fois plus d'énergie (mesurée au-dessus de la température de l'eau au point d'admission) mais il peut satisfaire seulement 80 % de la demande lorsque les 400 L sont prélevés. Par conséquent, il est préférable d'utiliser le petit réservoir et de faire en sorte que sa température dépasse la température fixée pendant les journées d'été ensoleillées, plutôt que d'utiliser un très grand réservoir.

Si l'on adopte cette démarche, la température du réservoir s'élèvera à l'occasion bien au-dessus de la température fixée pour le chauffe-eau. Cela entraîne plusieurs problèmes. Premièrement, le faible rendement des capteurs lorsque la température au point d'admission est plus élevée peut se traduire par un gain d'énergie inférieur à la consommation parasite et aux pertes thermiques dans le circuit primaire. Deuxièmement, la température élevée peut constituer un danger pour les utilisateurs de l'eau. Enfin, la température plus élevée peut endommager les éléments du système ou causer une augmentation de pression dans le système.

Le premier problème n'est pas très grave. La plupart des systèmes de régulation sont réglés pour arrêter le fonctionnement à la moindre différence positive de température de telle sorte qu'il n'y aura pas gaspillage d'électricité. Etant donné que la consommation parasite est indépendante de la température, le même réglage conviendra à toutes les températures.

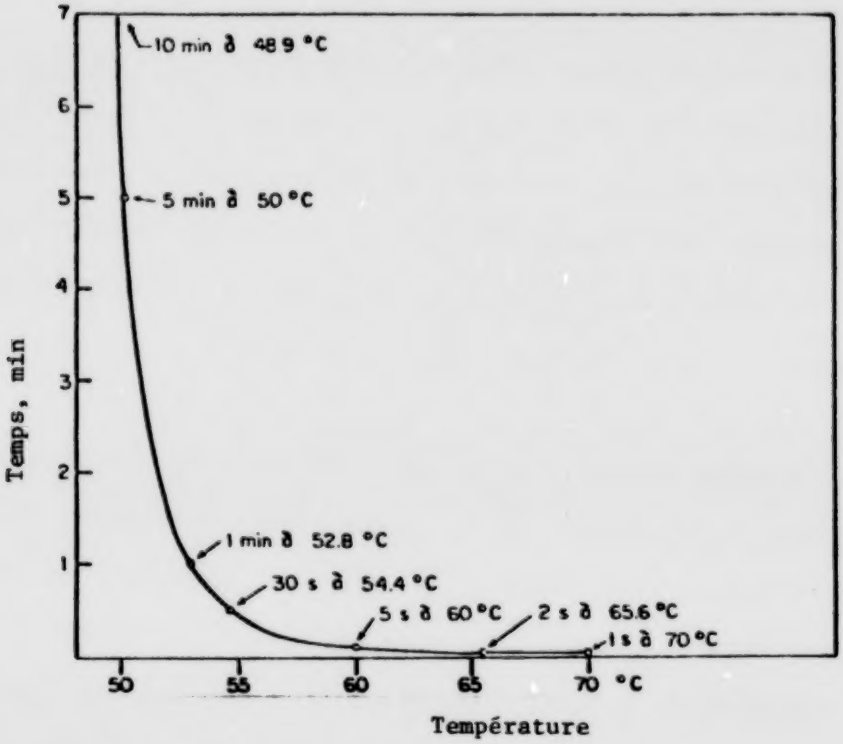
Pour un certain mode d'exploitation, le système fonctionnera même s'il perd de l'énergie. Le caloporteur du circuit primaire quitte l'échangeur de chaleur à une certaine température, T_o, et perd de la chaleur dans la conduite arrivant au capteur. Il gagne de la chaleur dans les capteurs pour

atteindre une température juste supérieure à T_o. Il perd ensuite plus de chaleur dans la conduite retournant du capteur à l'échangeur de chaleur, dans lequel il entre à une température inférieure à T_o. Ainsi, le caloporteur du circuit primaire refroidit l'eau du réservoir de stockage au lieu de la chauffer dans l'échangeur de chaleur, mais les pompes de circulation continuent de fonctionner car la température à la sortie du capteur est supérieure à celle du réservoir de stockage. On peut éliminer ce problème en augmentant la différence de température nécessaire au fonctionnement des pompes ou en augmentant l'isolation des conduites dans le circuit primaire. On n'accentue pas le problème en utilisant un réservoir plus petit et plus chaud puisque, pour chaque température du réservoir dans n'importe quel système donné, il existera une gamme étroite d'ensoleillement dans laquelle le système fonctionnera de cette façon si la différence de température fixée pour que le système s'arrête est trop faible. Cette gamme étroite d'ensoleillement se produira au moins une fois par jour.

Le deuxième problème lié à l'utilisation de réservoirs plus petits et à température plus élevée, est le risque d'ébouillantage. Cela peut se produire si la soupape d'équilibrage n'agit pas assez rapidement, par exemple, lorsqu'on n'utilise pas d'eau et que la soupape est dans la position "chaleur maximale". Si l'on ouvre un robinet, l'eau chaude descendra dans la conduite et une partie passera par la soupape d'équilibrage avant que cette dernière ait le temps de réagir. Il y a alors risque de blessure pour l'utilisateur de l'eau.

L'ébouillantage par l'eau chaude domestique est un accident fréquent au Canada. Environ 300 jeunes enfants et un grand nombre d'adultes reçoivent chaque année des soins médicaux pour des brûlures au troisième degré reçues de cette façon. Parmi les enfants, une centaine environ doivent être hospitalisés. Lors d'une étude américaine, on a trouvé qu'un tiers des enfants hospitalisés pour des brûlures par l'eau domestique mouraient de leurs blessures.

La figure 2.1.9 montre le temps nécessaire pour causer une brûlure au troisième degré chez un adulte, en fonction de la température de l'eau. Les enfants sont brûlés plus rapidement. Il est évident que l'eau dont la température se situe dans la gamme de température que l'on peut facilement atteindre avec un système solaire, et qui peut ne causer aucun problème du point de vue matériel, peut être très dangereuse pour l'utilisateur. Cela est particulièrement vrai en raison de la variation de température de l'eau chauffée par le soleil. (La plupart des cas d'ébouillantage chez les adultes bien portants se produisent pendant des voyages.)



Temps d'exposition et température de l'eau causant des brûlures au troisième degré

FIGURE 2.1.9

Plusieurs codes de plomberie imposent un réservoir de stockage entre une soupape d'équilibrage et le point d'utilisation, pour éliminer la possibilité de variations de température à court terme. On peut satisfaire cette exigence et protéger les utilisateurs en installant la soupape d'équilibrage entre les réservoirs d'un système à deux réservoirs. Cette façon de procéder diminue la capacité de stockage du réservoir auxiliaire, mais il y a peu de risques que cela pose un problème lorsque l'apport d'énergie solaire est tel que la soupape d'équilibrage entre en action. Avec ce type d'installation, on peut utiliser la source auxiliaire de chaleur pour compenser la perte dans le réservoir auxiliaire même lorsque l'énergie solaire est disponible et non utilisée. Cependant, pour éviter cela, il serait nécessaire de fixer la température de la soupape d'équilibrage au-dessus de la température du thermostat sur le réservoir auxiliaire. On réintroduit alors le risque d'ébouillantage car la température de l'eau peut varier de façon inattendue.

Le troisième problème, à savoir les dommages causés au système par des températures excessivement élevées, comporte plusieurs solutions possibles. L'une des solutions consiste à concevoir le système de façon à ce que la perte de chaleur soit assez grande pour que la température ne dépasse jamais la limite considérée comme sûre, même lorsqu'il n'y a pas consommation d'eau. Cette approche se traduit par des pertes excessives dans d'autres conditions d'exploitation.

Une deuxième solution consiste à arrêter la pompe de circulation lorsque le réservoir de stockage atteint la température limite et de laisser le liquide stagner dans les capteurs. Cette approche a deux inconvénients. En premier lieu, les solutions de glycol se dégradent plus rapidement aux températures élevées. En second lieu, bien que les capteurs doivent être conçus pour résister aux températures de stagnation, la dégradation des matériaux sera plus rapide et la durée de vie du dispositif sera plus courte s'il y a souvent stagnation. Dans les systèmes à vidange temporaire et à vidange permanente, cette technique est plus réalisable car il n'y a pas de problème de dégradation du glycol.

On peut utiliser un échangeur de chaleur liquide-air pour extraire la chaleur d'un système solaire afin de limiter sa température. Cet échangeur doit être installé à l'extérieur car il est bien évident que l'on n'a pas besoin d'un supplément de chaleur à l'intérieur pendant la saison où le système solaire surchauffe. La conduite de retour du capteur est un bon emplacement. On placera l'échangeur en parallèle, isolé par deux soupapes à trois voies. Lorsque la température limite est dépassée, les soupapes s'ouvrent et le ventilateur de l'échangeur de chaleur est mis en marche.

L'échangeur de chaleur, avec un ventilateur, deux soupapes et les commandes nécessaires, est un moyen très couteux d'éliminer la chaleur en excès pour quelques heures par an. (Si le système surchauffe pendant plus de quelques heures, il est

trop important pour la demande considérée.) Une méthode moins coûteuse consiste à retirer de l'eau du réservoir de stockage par l'intermédiaire d'une soupape de sécurité thermique thermostatique. Il s'agit d'une soupape à remise en place qui se ferme lorsque la température de l'eau stockée tombe au-dessous de la température fixée. On ne peut pas utiliser une soupape de sécurité thermique ordinaire qui se déclenche et reste ouverte lorsque la température fixée est dépassée.

Cette façon de limiter la température du système se traduit par un gaspillage d'eau, mais le coût sera généralement minime comparé au coût d'investissement d'un serpentin refroidisseur. Le but principal est de se protéger contre une surchauffe imprévue dûe à une baisse de la demande elle aussi imprévue. Par définition, cela arrivera rarement. En ce qui concerne la surchauffe prévue, on devra résoudre le problème en diminuant la taille du réseau de capteurs en fonction de la demande.

La décision finale, à savoir si l'on utilisera un serpentin refroidisseur ou s'il est moins coûteux d'utiliser l'eau du réseau public, devra être prise par le concepteur en fonction de l'application spécifique. En général, l'utilisation du réseau public sera la solution la plus économique au problème du surplus de chaleur.

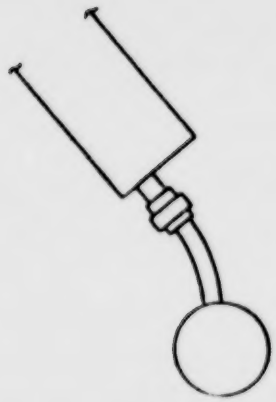
2.2.5 Raccords pour les capteurs à liquide

Les raccords de conduite sont un élément crucial du système solaire. Les fuites de liquide dans les raccords avec le capteur peuvent être dûes à la dilatation et à la contraction des conduites, à la corrosion galvanique et à un mauvais travail.

Lorsqu'il y a plusieurs capteurs dans un long réseau, la dilatation et la contraction de la conduite peuvent entraîner une variation de plus de 3,0 mm pour 3,0 m de collecteurs d'alimentation et de retour. Pour qu'il n'y ait pas de problème, il faut faire en sorte que les conduites puissent changer de longueur par rapport aux panneaux auquels elles sont reliées. Afin de réduire au minimum les tensions sur les raccords avec le capteur, les connexions entre les panneaux et les collecteurs doivent pouvoir bouger. La figure 2.1.10 illustre trois types de raccord permettant un mouvement externe du collecteur.

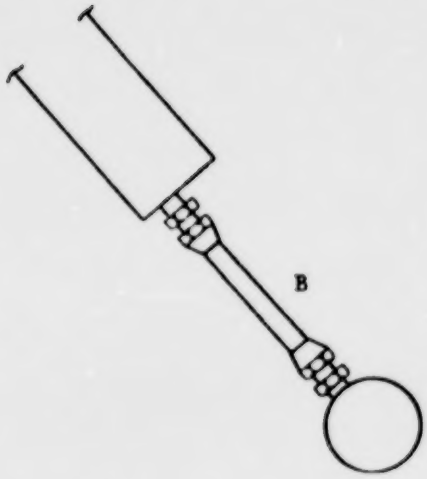
Le modèle A représente un mamelon en acier soudé au collecteur et raccordé à un mamelon court vissé dans le panneau. La courbe dans le mamelon aide à absorber la dilatation. Lorqu'on emploie jusqu'à quatre capteurs, le mamelon devrait mesurer environ 20 centimètres de long. Si l'on utilise un plus grand nombre de capteurs, la longueur du mamelon sera calculée comme s'il s'agissait d'une canalisation ordinaire.

Le modèle B représente des joints évasés en acier reliant à la fois le capteur et le collecteur. Il est bon



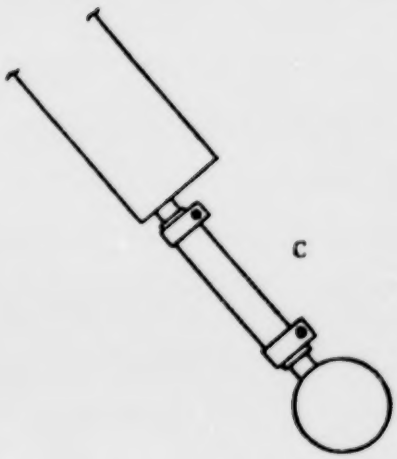
A

Mamelon en acier soudé
au collecteur



B

Joint évasé



C

Boyau avec brides de serrage

Raccords de tuyauterie flexibles

FIGURE 2.1.10

d'introduire une courbe en "S" (non illustrée) pour tenir compte de la dilatation et des différences de dimension entre le collecteur et les capteurs adjacents.

Le troisième type de raccord illustré en C consiste à utiliser un boyau en caoutchouc synthétique. En ce qui concerne les types de matériaux pour le boyau, il faut considérer deux éléments : la durabilité lorsque le boyau est exposé à la lumière du soleil pendant de longues périodes et la stabilité du serrage. Il existe de nombreux matériaux pour les boyaux mais il faudra en choisir un qui soit compatible avec le liquide utilisé. On utilise souvent des boyaux à base de silicium car ils conviennent pour la majorité des caloporteurs employés dans les systèmes solaires, qui sont des combinaisons d'éthylène, de glycol et d'eau.

On utilise plusieurs types de brides de serrage avec les boyaux en caoutchouc synthétique. Les plus communs sont les brides à vis, les raccords sertis et les brides à ressort. La bride à vis peut couper un boyau si elle est trop serrée mais on peut éviter cela en utilisant une doublure lisse. Avec le temps, le boyau peut "se tasser" et il faudra vérifier que la bride de serrage reste bien serrée. On a observé que les brides à ressort se comportaient bien : elles ne causent pas de dommage au tuyau et elles compensent automatiquement pour le "tassement" du tuyau. En général, une bride à ressort a moins de force qu'une bride à vis et l'on a observé des cas où le tuyau a fini par se libérer sous l'effet de dilatations répétées. Si l'on introduit

un collet à l'extrémité du raccord, la bride à ressort permet alors d'éviter cet inconvénient. Un raccord serti est une autre solution, qui n'a pas été souvent utilisée.

Les autres méthodes de protection contre la dilatation et la contraction consistent à utiliser des raccords Victaulic et des soufflets de dilatation. Ces dispositifs conviennent mieux pour les tuyauteries internes et pour connecter les panneaux dans les réseaux verticaux. Ils ne conviennent pas pour les connexions directes avec les capteurs. En installant ces dispositifs de protection contre la dilatation et la contraction sur la tuyauterie intérieure ou extérieure, on réduit les tensions dûes à la dilatation et à la contraction et, partant, les risques de fuite aux raccords avec le capteur.

La corrosion dans les conduites est une deuxième cause de fuite de liquide. Il y aura corrosion galvanique dans les raccords si l'on utilise des métaux différents. En règle générale, on doit éviter d'utiliser des métaux différents dans un système à eau chaude. Si l'on ne suit pas cette règle et si l'on ne prend pas de mesures préventives appropriées, la corrosion galvanique peut réduire la durée de vie du système solaire.

On peut prendre plusieurs mesures pour éviter la corrosion galvanique.

1. Idéalement, on devrait utiliser le même métal dans tout le système. Partout où c'est possible, on doit utiliser des

combinaisons de métaux qui sont proches les uns des autres dans le tableau des forces électromotrices.

2. Si l'on doit utiliser des métaux différents, la surface occupée par le métal moins noble doit être relativement plus grande que celle occupée par le métal plus noble. Par exemple, une petite surface d'acier devrait être couplée avec une grande surface d'aluminium.

3. On peut réduire ou éviter la corrosion galvanique en réduisant le courant électrique entre les deux métaux. Pour ce faire, on installe un isolant électrique entre les deux métaux.

4. On appliquera une couche protectrice telle que de la peinture sur le métal plus noble et plus résistant à la corrosion.

5. On ajoutera des inhibiteurs chimiques à l'électrolyte. Les inhibiteurs peuvent être classés comme anodiques ou cathodiques suivant le métal à protéger.

On peut prendre ces mesures séparément ou les combiner.

Le mauvais travail constitue la dernière cause importante de fuite aux raccords du capteur. Le problème se pose plus particulièrement avec les raccords soudés. Pour assurer une pénétration complète de la soudure dans un raccord de conduite, on doit souder séparément l'intérieur du raccord et l'extérieur du tube. On peut ensuite joindre le raccord et le

tube pendant que la soudure est suffisamment molle. En réchauffant le joint, on obtiendra un raccord bien solide. La compatibilité de la soudure avec le matériau à souder est un autre point important à condidérer. Par exemple, si l'on utilise des raccords en cuivre, on doit choisir une soudure à 95 % étain - 5 % antimoine car une soudure ordinaire ne résistera pas à la haute température possible.

Si l'on utilise des joints avec filetage, on complètera le scellage avec du ruban en téflon de telle sorte qu'il ne se défasse pas lorsqu'on vissera le raccord. Lorsqu'on utilise du ruban à tuyau ou de l'enduit, deux ou trois tours à la main suivis de deux ou trois tours avec une clé devraient suffire pour serrer le joint en place.

2.3.1 Détail du montage

Chaque type de capteur et chaque méthode d'installation ont leur propres caractéristiques. Le fabricant de capteurs doit normalement fournir des guides de montage bien illustrés. La présente section traitera des divers aspects du montage de capteurs sur des toits inclinés et plats.

La majorité des installations sur des toits inclinés concerneront de petites maisons résidentielles dont le toit est en bois. Lorsqu'un capteur est installé sur un toit incliné, il peut être soit fixé directement sur le toit soit fixé à un support si la pente du toit est inférieure à la pente désirée

pour les capteurs. La charge est normalement limitée à la charge permanente du capteur puisque l'installation ne devrait pas retenir le vent ou la neige, ce qui augmenterait la surcharge En ce qui concerne les capteurs installés directement sur le toit, on peut les fixer de plusieurs façons suivant le matériel de montage fourni avec le capteur. Lorsque le toit est en tuiles, les points d'appui du capteur peuvent être fixés à une plaque qui chevauche les solives du toit ou à des lambourdes en bois ou des profilés métalliques fixés directement sur le toit. Si l'on utilise des lambourdes ou des profilés métalliques, il ne faut pas les installer en travers de la pente car il se formera alors une digue qui retiendra l'écoulement, permettant ainsi à l'eau de pénétrer sous les tuiles. Les lambourdes et les profilés métalliques doivent être installés dans le sens de la pente. On évitera les fuites en appliquant du ciment à toit entre chaque couche de tuiles, sous la lambourde et entre la lambourde et les tuiles.

Lorsque le toit n'est pas assez incliné, on installera le capteur sur un support. on devra tenir compte d'un grand nombre d'éléments considérés dans le cas des toits plats. Ces éléments seront étudiés plus loin. Une fois le cadre du support installé, il faut le fermer avec un revêtement résistant aux intempéries et appliquer un solin imperméable à la surface du toit. On cherche ainsi à éviter l'accumulation de neige derrière les capteurs, neige qui gêlerait plus rapidement et fondrait plus lentement car elle serait à l'ombre. En fermant l'arrière

et les côtés du support, on réduit la possibilité de surcharge dûe à l'accumulation de neige. Un schéma de l'installation d'un capteur sur un support est donné à la figure 2.1.11.

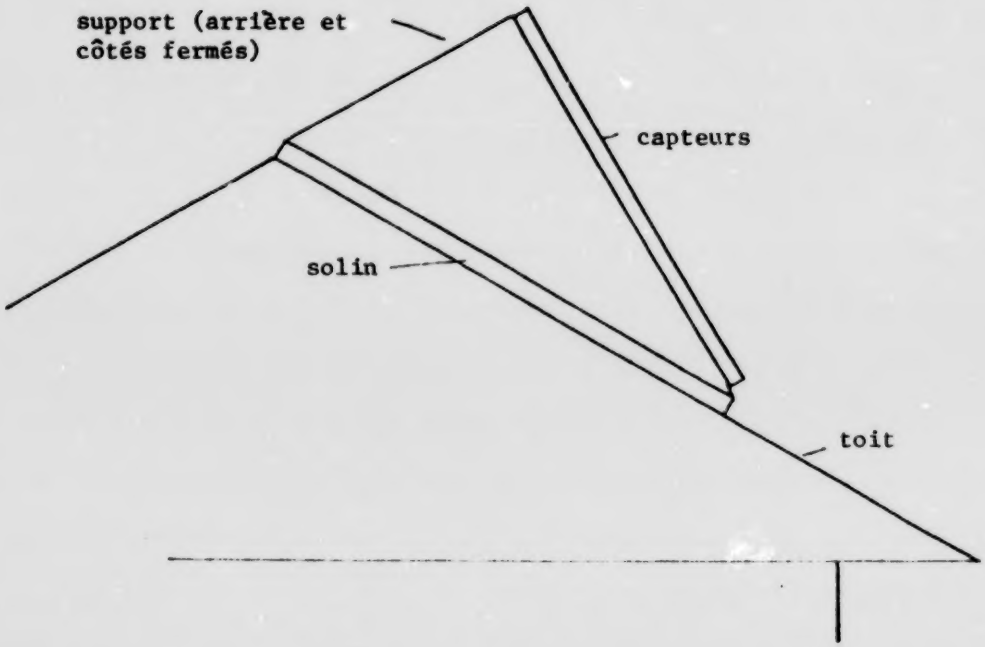
Le plus souvent, les systèmes solaires de grandes dimensions sont installés sur les toits plats des immeubles industriels et municipaux. La distance entre les supports verticaux des capteurs qui sont fixés au toit dépendra de la capacité du bâtiment à supporter des charges ponctuelles. L'orientation des capteurs par rapport au bâtiment influera aussi sur la façon dont le support des capteurs sera installé. Si les capteurs font un angle droit avec la structure secondaire, les pieds du support peuvent être placés à intervalles réguliers sur cette structure secondaire. Cependant, si les capteurs sont parallèles aux éléments secondaires, les supports verticaux du capteur doivent alors être installés directement au-dessus d'un seul élément secondaire. Dans ce cas, soit l'élément supportera la charge totale soit il sera nécessaire d'installer un autre cadre au-dessus du toit pour fixer les supports du capteur.

Le support du capteur peut être en bois traité avec un préservatif ou il peut être constitué de tuyaux ou d'angles en aluminium, en fer ou en acier. Le support doit être assez fort pour résister au vent, au poids de la neige et au poids mort des capteurs. Sur les toits plats, les supports doivent être construits de façon à ce que la base du capteur se trouve au-dessus du niveau moyen d'accumulation de neige.

Les capteurs installés sur des toits plats nécessitent un type de support et une méthode de fixation différents de ce que l'on a vu avec les toits inclinés. Sur les petits bâtiments, qui ont une structure en bois, on peut utiliser un montage avec bac à brai comme le montre la figure 2.1.12. On utilisera les supports à colonnes illustrés à la figure 2.1.13 sur les toits en acier et les supports à bordures illustrés à la figure 2.1.14 pour installer les capteurs sur un toit en béton. Lorsqu'on utilise les supports à bordures, les bordures ne doivent pas mesurer plus de 1,2 m environ de façon à ne pas empêcher l'écoulement de l'eau de pluie. Les supports à colonnes et à bordures illustrés aux figures 2.1.13 et 2.1.14 sont des supports recommandés dans le document d'information S-2 de Travaux Publics Canada, Structural Design for Solar Collector.

On peut utiliser une grande variété de supports de capteurs. Les supports les plus simples sont ceux employés dans les petites installations où le réseau comprend seulement quelques capteurs. Le support illustré à la figure 2.1.15 est un exemple courant de support de capteur fourni et recommandé par des fabricants de capteurs pour une petite installation.

Lorsqu'on utilise un grand réseau de capteurs, il faut généralement prévoir un support triangulaire de grande portée. Pour les matériaux, on utilise le plus souvent des tubes en aluminium, des tubes carrés en acier et des profilés en acier ordinaire laminés à chaud. On a tendance à choisir des cadres à tubes d'aluminium ou d'acier, pour des raisons esthétiques, mais ce type de cadre peut être extrêmement coûteux et demander



Support fermé. Le support fermé peut être recouvert pour s'harmoniser avec le reste du bâtiment (bardeaux, planches, peinture).

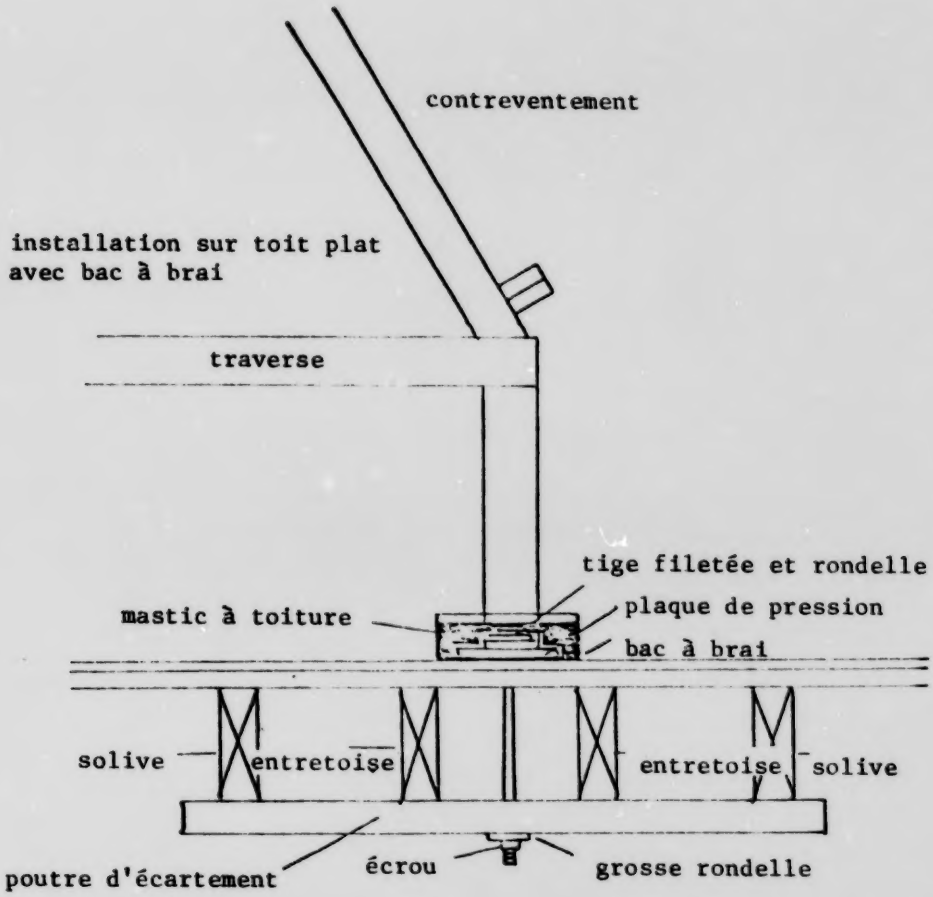
FIGURE 2.1.11

beaucoup de main d'oeuvre. En général, les supports en acier laminé à chaud, avec de larges poutres à brides et des cornières en acier sont moins coûteux. La charge morte de ces cadres peut influer considérablement sur l'intégrité de la construction et l'on devrait consulter des spécialistes en construction lorsqu'il s'agit d'installer de gros réseaux de capteurs.

Si l'on installe plusieurs rangées de capteurs les unes derrière les autres, on construira une paroi arrière en contreplaqué inclinée vers la rangée suivante de capteurs. Si cette paroi est peinte en blanc ou recouverte d'un film réflecteur, elle réfléchira le rayonnement sur la rangée suivante de capteurs. Ce type de réflecteur améliore la performance et réduit aussi les effets de soulèvement et de refroidissement dus au vent sur la rangée de capteurs.

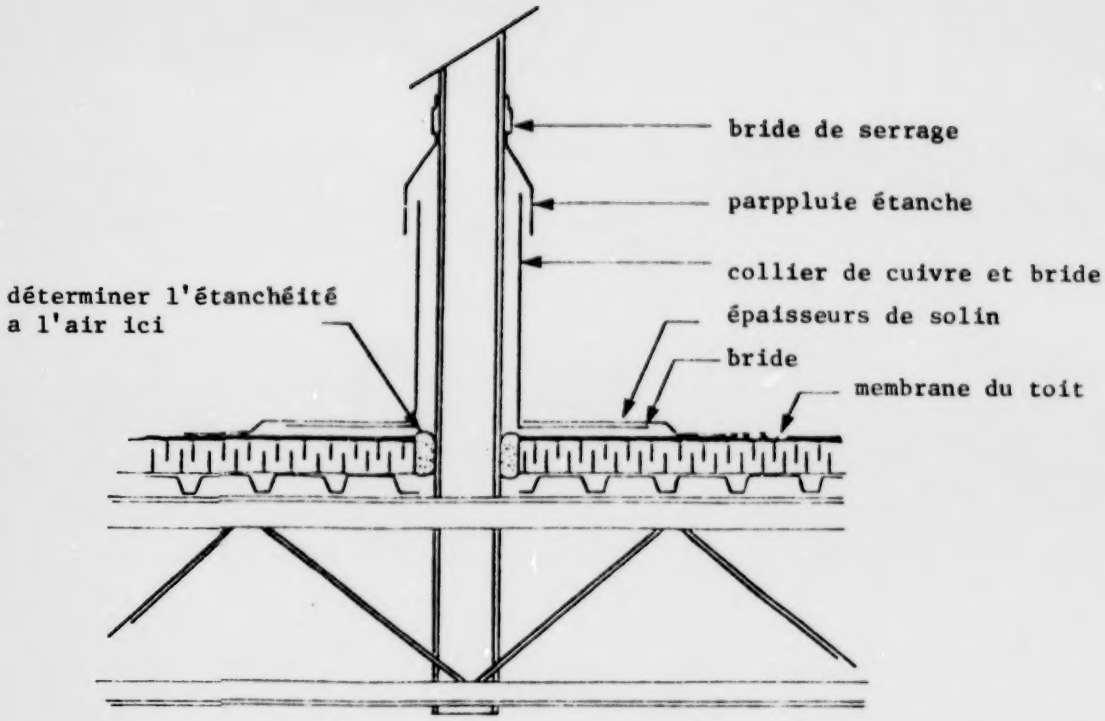
2.3.2 Installation des conduites ou des tuyaux et protection contre les intempéries

L'isolation complète des conduites et des soupapes est essentielle pour assurer une bonne performance du système solaire. Malheureusement, la plupart des isolants avec lesquels les concepteurs travaillent n'ont pas été conçus pour les systèmes solaires. Avec ces systèmes, on utilise généralement trois types d'isolant: la fibre de verre, la mousse d'uréthane et d'isocyanurate flexible, à cellules fermées, et la mousse d'uréthane et d'isocyanurate rigide.



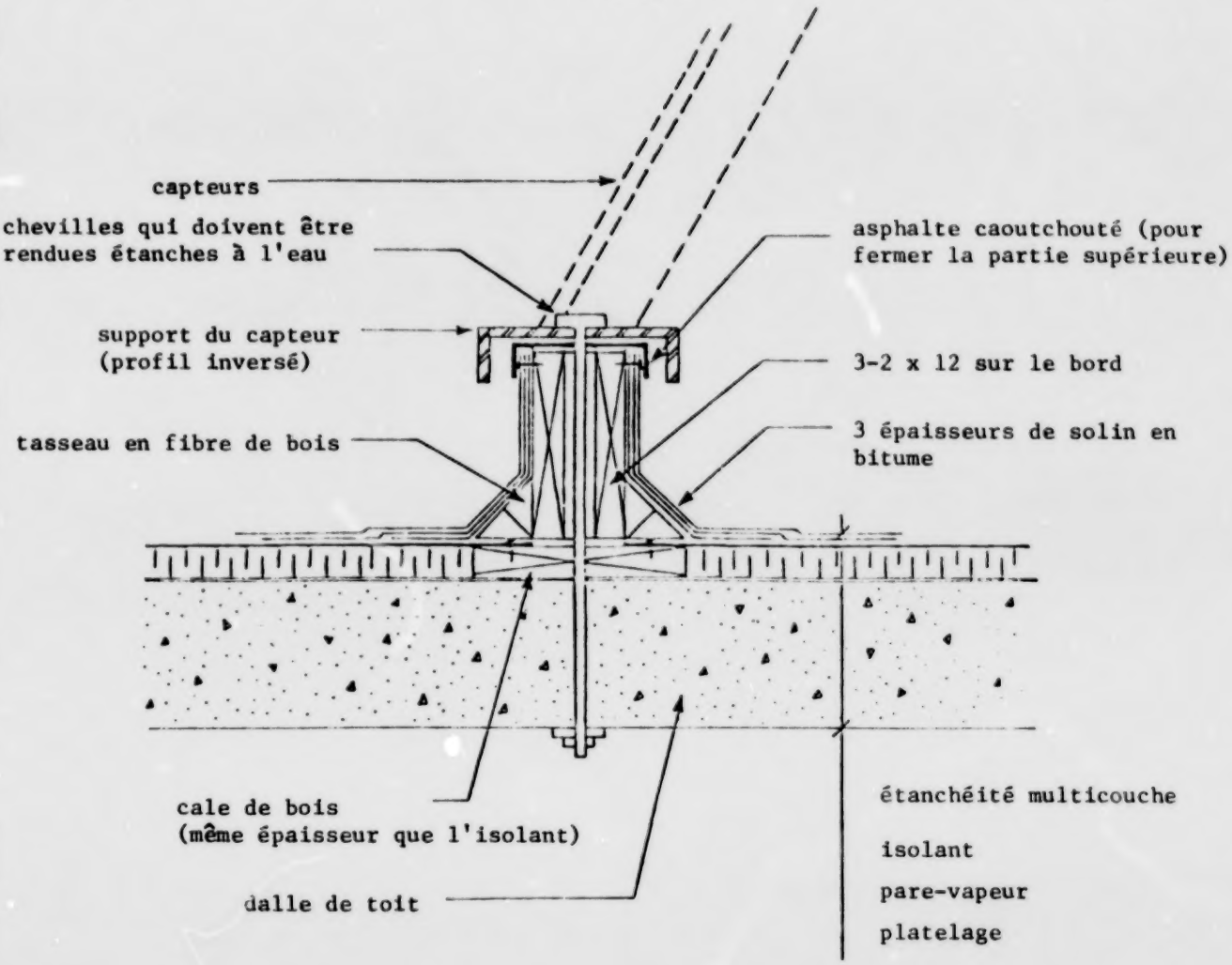
Installation classique sur toit plat avec bac à brai. Le dessous du bac à brai est enduit de mastic à toiture avant d'être fixé au toit. Une fois la vis à bois ou la tige filetée en place, le bac est rempli de frai ou de mastic à toiture. On recouvre ensuite complètement les pièces de fixation afin d'éviter que l'eau atteigne le filetage des vis.

FIGURE 2.1.12



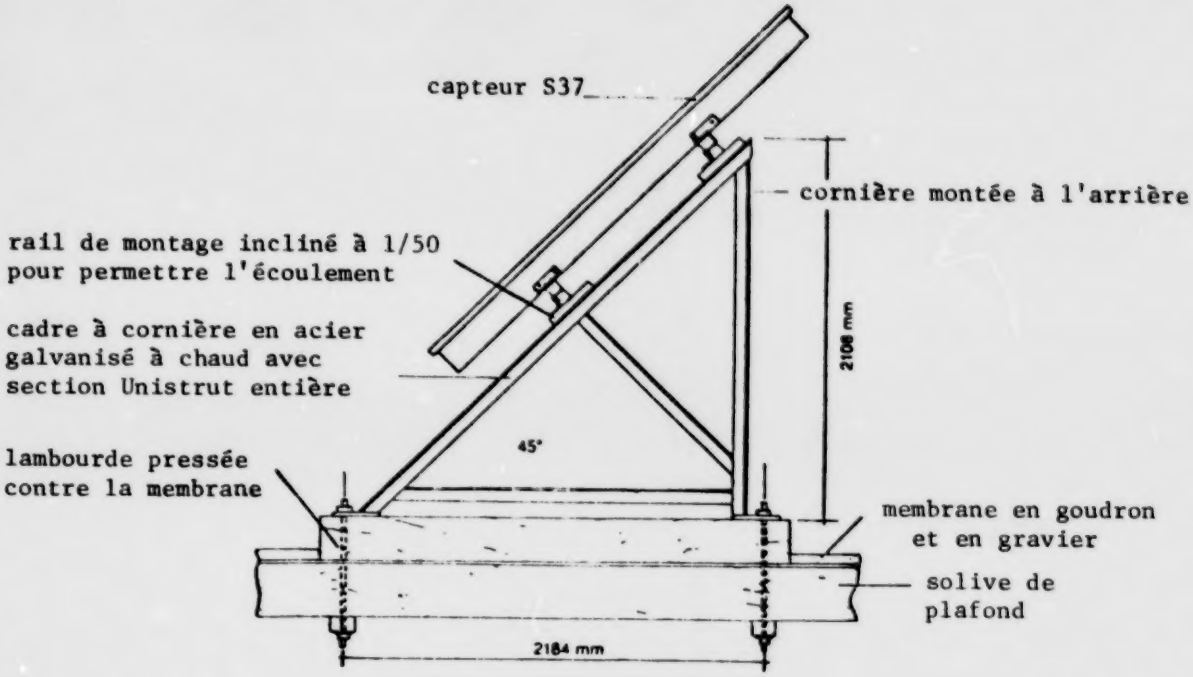
Support à colonnes

FIGURE 2.1.13



Support à bordures

FIGURE 2.1.14



Cadre de montage ordinaire

FIGURE 2.1.15

On peut acheter l'isolant en fibre de verre sous forme rigide et semi-rigide. Sous forme semi-rigide, la fibre de verre peut être coupée pour prendre la forme des soupapes et des raccords. Avec la fibre de verre rigide, on ne peut donner à l'isolant les formes qui sont souvent requises par les installations solaires. La fibre de verre rigide est un bon isolant pour les grandes longueurs de conduite mais elle ne convient pas pour les capteurs avec tuyauterie extérieure. Une fois humide, la fibre de verre cesse d'être un isolant pour devenir un conducteur, ce qui oblige à employer un revêtement imperméable lorsqu'on utilise la fibre de verre à l'extérieur. On peut acheter de l'isolant en fibre de verre pour les conduites avec une enveloppe imperméable et résistante aux rayons ultraviolets. On assurera une imperméabilité totale en scellant les raccords de l'isolant en fibre de verre avec du ruban imperméable.

En ce qui concerne les isolants flexibles en élastomère (à cellules fermées), les épaisseurs disponibles sont très limitées et il faut alors ajouter une deuxième épaisseur pour améliorer le facteur R. L'isolant flexible ne craint pas l'eau car il est imperméable. Cependant, les rayons ultraviolets du soleil peuvent endommager ce type d'isolant. On peut peindre l'isolant pour le protéger contre le rayonnement ultraviolet. S'il n'est pas peint, l'isolant se détériorera rapidement en moins de six mois et perdra sa qualité d'isolant en moins d'un an.

La mousse rigide coûte à peu près le même prix que la fibre de verre rigide, pour une même valeur de R. La mousse rigide se détériore lorsqu'elle est exposée à la chaleur intense associée à la stagnation; pour réduire les risques de dommages, on enveloppera le tuyau. L'eau ne modifie pas immédiatement les qualités de la mousse rigide mais il peut se former un acide doux qui détériorera la conduite si l'eau entre en contact avec la mousse rigide et la surface de la conduite. Certaines mousses rigides d'uréthane et d'isocyanurate sont vendues avec une enveloppe de PCV. L'enveloppe de PCV offre une certaine résistance aux dommages provoqués par les rayons ultraviolets mais il est préférable d'utiliser le revêtement protecteur recommandé par le fabricant si l'on veut une protection plus durable. Lorsqu'on colle des sections d'isolant rigide revêtues d'une couche de PCV, on obtient une enveloppe imperméable.

La majorité des fournisseurs d'isolant de conduites offrent diverses formes d'enveloppes protectrices. Les enveloppes les plus courantes sont en tissu, en aluminium ou en vinyl. L'enveloppe en tissu est une combinaison de fibre de verre et d'asphalte qui a un point de fusion élevé mais n'est pas imperméable. Une enveloppe en aluminium avec une doublure capable d'arrêter l'humidité fournit la meilleure protection contre les rayons ultraviolets et les dommages physiques, tout en étant imperméable. L'enveloppe en aluminium est recommandée pour les conduites transportant un liquide dont la température se situe

entre 0 ^{o}F et 400 ^{o}F. Les enveloppes en vinyl sont généralement constituées d'une combinaison vinyl/aluminium et peuvent être utilisées dans une grande gamme de températures. Le choix final d'une enveloppe protectrice dépendra des températures prévues pour le liquide circulant dans les conduites et du coût et de la disponibilité des enveloppes isolantes.

L'isolation des conduites et des réservoirs dans un système solaire devrait être optimisée de la même façon qu'avec n'importe quel autre système. La seule différences est que, pour un autre système, le concepteur doit généralement choisir entre les coûts d'investissement pour l'isolation et les coûts annuels pour le combustible alors que, dans le cas d'un système solaire, il doit choisir entre deux types de frais d'investissement. Dans ce dernier cas, il n'a donc pas à spéculer sur les futurs taux d'intérêt ou l'évolution des prix du combustible.

Par exemple, dans un projet de chauffage solaire de l'eau sanitaire à l'échelle commerciale, le coût marginal d'un autre capteur (installé) était de 209.00 \$/m^2, et le gain d'énergie était de 0,67 GJ/a par m^2, pour un coût de 312.00 \$ par GJ/a. Les conduites intérieures avaient un diamètre de 40 mm. On a pu augmenter l'épaisseur de l'isolant de 25 mm à 50 mm pour 10 \$/m. Cette augmentation de l'isolation a permis une économie de 0,049 GJ/a par mètre, pour un coût de 203.00 \$ par GJ/a économisé. Ainsi, dans ce cas, l'augmentation de l'isolation a été un meilleur investissement que l'addition d'un autre

capteur. Lorsqu'on a répété le même calcul pour un autre 25 mm d'isolation, on est arrivé à la conclusion inverse.

Dans une telle analyse, on doit tenir compte du fait que certaines pertes dans les conduites à l'intérieur réduisent les coûts de chauffage. Dans le cas ci-dessus, les pertes se produisaient dans une salle d'équipement mécanique non chauffée.

En général, on trouvera que l'épaisseur d'isolant optimale sur les réservoirs est considérablement plus grande que sur les conduites intérieures car la forme cylindrique de ces dernières entraîne une diminution plus rapide des économies d'énergie avec l'épaisseur. L'épaisseur d'isolation optimale sur les conduites extérieures sera également plus grande à cause de la plus grande différence de température, bien que le coût plus élevé de l'isolation extérieure ait un effet opposé.

2.3.3 Le facteur de réflexion du sol et son effet sur la performance thermique

Les tableaux 2.1.3.1 et 2.1.3.2 donnent l'albedo (facteur de réflexion dans la gamme de longueurs d'onde du rayonnement solaire) de plusieurs types de surfaces naturelles. Le tableau 2.1.3.3 montre comment l'albedo varie avec l'angle d'incidence.

Dans les installations ordinaires, les capteurs peuvent faire face à une grande gamme de matériaux synthétiques. Les albedos pour certains de ces matériaux sont donnés au

tableau 2.1.3.4. On peut en trouver beaucoup d'autres dans divers livres de référence sur le rayonnement thermique.

Le problème, lorsque l'on estime le facteur de réflexion d'une surface, est que les valeurs réelles varieront grandement pour des matériaux répondant à une seule description. Par exemple, d'après le tableau, un pavage en asphalte a un facteur de réflexion de 0,07 alors que le gravier a un facteur de réflexion de 0,71, de telle sorte que la valeur de ce facteur pour les pavages et les toits réels peut se situer n'importe où entre les deux.

Heureusement, l'ingénieur chargé de la conception d'un système solaire a généralement affaire à une installation modifiée. Il est possible d'obtenir une bonne approximation du facteur de réflexion des matériaux entourant un ensemble de capteurs solaires en mesurant la lumière à différents moments de la journée pendant laquelle le capteur fonctionne et en comparant la luminosité avec celle d'une surface dont on connaît le facteur de réflexion et qui est directement éclairée par le soleil. Pour les deux ensembles de mesures, le posemètre doit être correctement maintenu à l'ombre.

Les capteurs solaires peuvent faire face à des surfaces complètement ou partiellement recouvertes de neige pendant l'hiver. Il est alors nécessaire d'estimer la fraction de la surface recouverte par la neige et la longueur de la saison de neige.

Il est évident que l'évaluation du facteur de réflexion du sol est grandement entachée d'incertitude. Cependant, l'effet global de ce facteur sur la performance des systèmes solaires n'est pas très grand. La figure 2.1.20 à la section suivante montre qu'une augmentation du facteur de réflexion du sol de 0,2 à 0,8 pour toute l'année se traduit seulement par une augmentation de 4 % du gain d'énergie d'un capteur à double vitrage incliné à 43^{o} et par une augmentation de 6 % pour un capteur à simple vitrage. Par conséquent, le concepteur qui estime le mieux possible le facteur de réflexion du sol en se basant sur des mesures mensuelles ne risque pas d'introduire une grande erreur dans sa prédiction à partir de FCHART s'il y a une légère erreur dans son estimation du facteur de réflexion.

2.3.4 Le modificateur d'angle d'incidence

Le modificateur d'angle d'incidence est une correction que l'on introduit pour tenir compte de la variation de $(\alpha\tau)$ avec l'angle d'incidence du rayonnement tombant sur le capteur. Il est défini par

$$K_{\alpha\tau}\ (\theta) = (\alpha\tau)_{\theta} \,/\, (\alpha\tau)_{n}$$

où $(\alpha\tau)_{\theta}$ est la valeur de $(\alpha\tau)$ mesurée avec un angle d'incidence θ et $(\alpha\tau)_{n}$ est la valeur mesurée pour une incidence normale.

La norme ASHRAE 93-77 spécifie la méthode de mesure du modificateur d'angle d'incidence. On peut le déterminer à l'intérieur ou à l'extérieur en mesurant le rendement pour quatre

TABLEAU 2.1.3.1

VALEURS COURANTES DE L'ALBEDO

Surface	Albedo, $
Neige, fraîche	70-9 5
Neige, vieille de plusieurs jours	70
Sable sec	37
Sable humide	24
Herbe humide au soleil	33-37
Herbe humide, sans soleil	14-26
Herbe sèche	15-25
Forêt: pin, sapin et chêne	10-18
Océan	2-7

Tableau 2.1.3.2

MOYENNES CONTINENTALES DE L'ALBEDO (%) EN AMERIQUE DU NORD EN FONCTION DE LA LATITUDE

Latitude	Type de surface	Albedo de la surface (%)				
(°N)	prévalant	31 janvier		31 mars		Été
		couche de neige		couche de neige		
		Moyenne	Épaisse	Mince	Moyenne	
65-70	Tundra	82.8	82,8	82,7	82,8	16,1
60-65)	Tundra et forêt	(67,3	67,3	58,2	62,3	15,6
55-60)	de conifère	(59,1	59,1	54,8	57,7	16.5
50-55)	Forêt et	(50,3	50,3	45,8	48,0	14,6
45-50	prairie	(46,4	48,9	28,4	37,6	14,8
40-45)	Arbustes, cultures	(37,9	50,4	19,0	30,5	15,8
35-40)	et boisés	(38,5	40,8	16,0	21,1	16,5
	Moyenne continentale	43,0	47,4	34,7	39,4	16,0

TABLEAU 2.1.3.3

ALBEDO D'UNE SURFACE HERBEUSE (%) À TORONTO

Heure (heure solaire réelle)	07	08	09	10	11	12
9 sept. 1961 (clair)	25.6	22,3	22,5	21,3	20,8	20,6
26 sept. 1961 (nuageux)	19,7	19,1	20,2	17,5	19,4	17,6
Heure (heure solaire réelle)	13	14	15	16	17	
9 sept. 1961 (clair)	20,8	21,4	22,8	24,2	25,3	
26 sept. 1961 (nuageux)	18,1	19,3	20,0	19,7	28,6	

TABLEAU 2.1.3.4

ALBEDOS DE DIFFÉRENTS MATÉRIAUX

Cuivre terni	0,36
Asphalte	0,07
Brique rouge	0,25
Argile	0,61
Tuiles en béton:	
couleur naturelle	0,27
brunes	0,09
noires	0,09
Terre nue, labourée	0.62
Gravier	0,71
Marbre blanc	0,54

angles d'incidence différents, la température du caloporteur entrant dans le capteur étant égale à la température ambiante.

La figure 2.1.16 montre des courbes typiques du modificateur d'angle d'incidence en fonction de l'angle d'incidence pour trois capteurs plans.

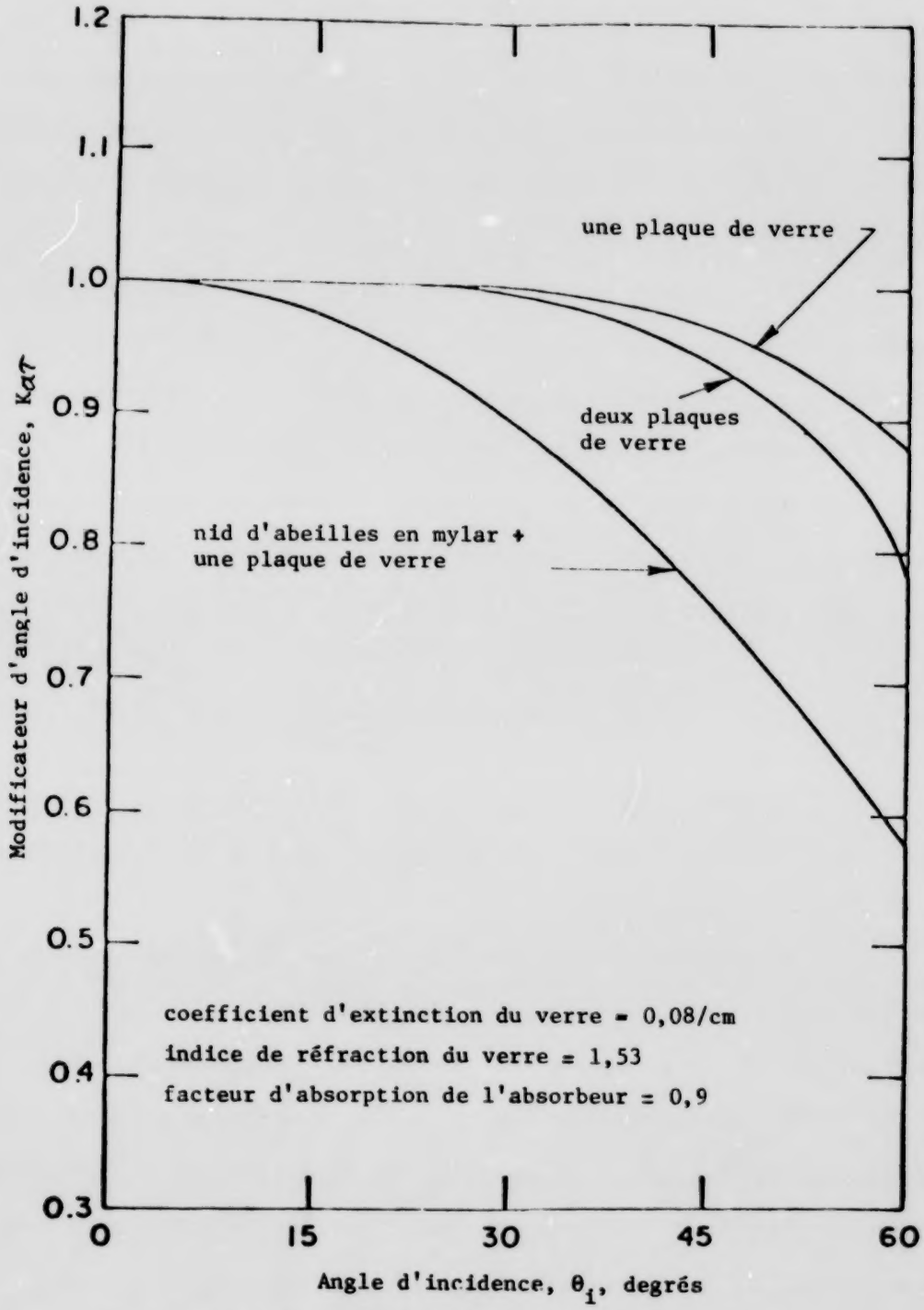
On a trouvé que la variation du modificateur d'angle d'incidence peut devenir linéaire si on le représente en fonction de $\frac{1}{\cos \theta} - 1$ au lieu de le représenter en fonction de θ. Cette représentation est illustrée à la figure 2.1.17.

Cette formulation est intéressante au point de vue calcul car elle permet d'exprimer le modificateur d'angle d'incidence sous la forme

$$K_{\alpha\tau} = 1 + b_0 \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1\right)$$

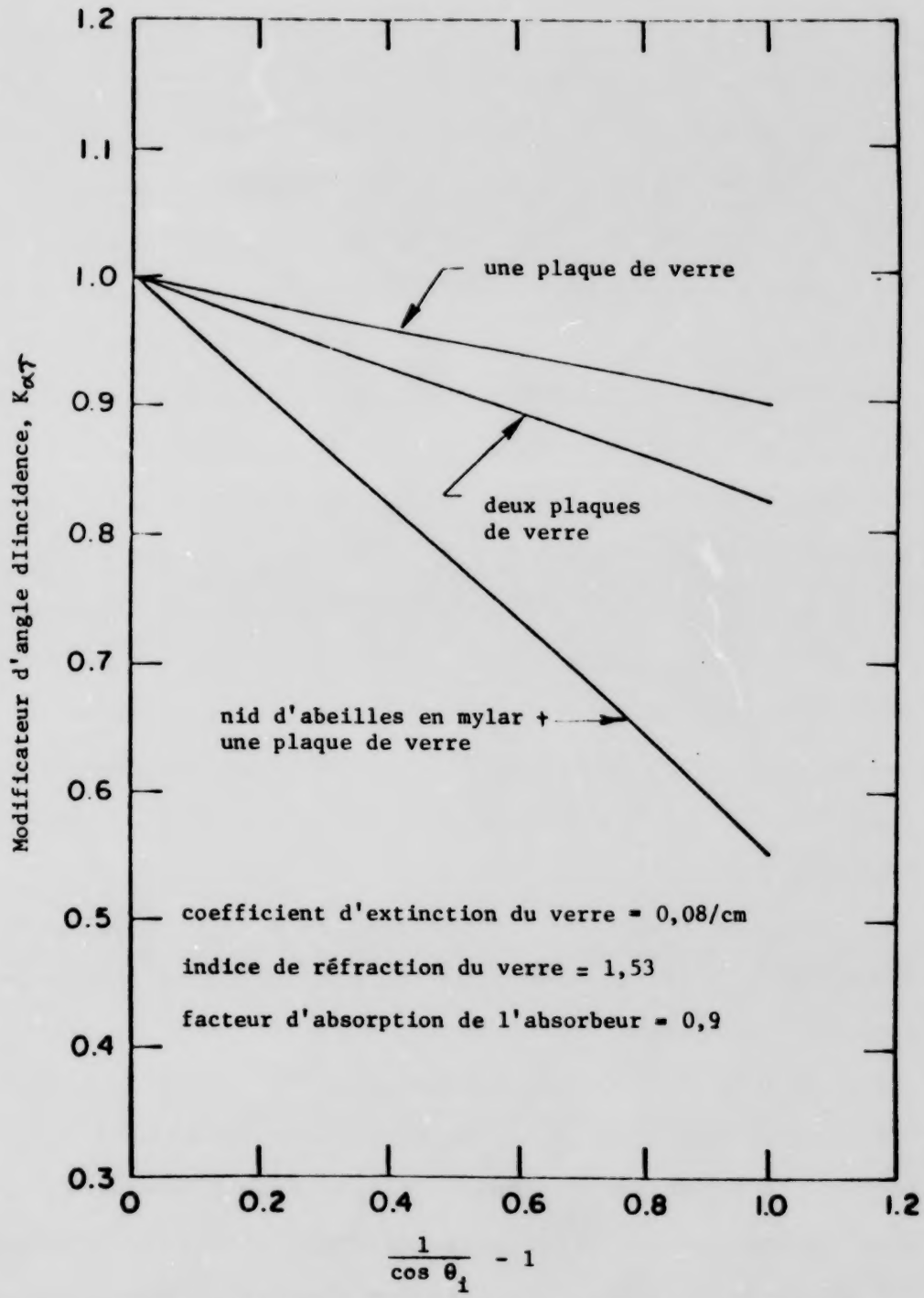
et un seul nombre, le coefficient du modificateur d'angle d'incidence, b_0, est suffisant pour donner la valeur de $K_{\alpha\tau}$, quel que soit l'angle d'incidence.

Au premier abord, la diminution du rendement d'un capteur due à une incidence non perpendiculaire ne semble pas importante. À 45°, un capteur à double vitrage perd seulement 6 % et à 60°, seulement environ 22 %. Cependant, on se souviendra que ces corrections sont apportées en soustrayant du rendement correspondant à l'incidence normale, non en multipliant. Par conséquent, si le rendement d'un certain capteur solaire à double vitrage est de 72 %, pour une incidence normale et une température du caloporteur égale à la température



Modificateur d'angle d'incidence pour trois capteurs solaires plans avec des revêtements non sélectifs sur l'absorbeur

FIGURE 2.1.16



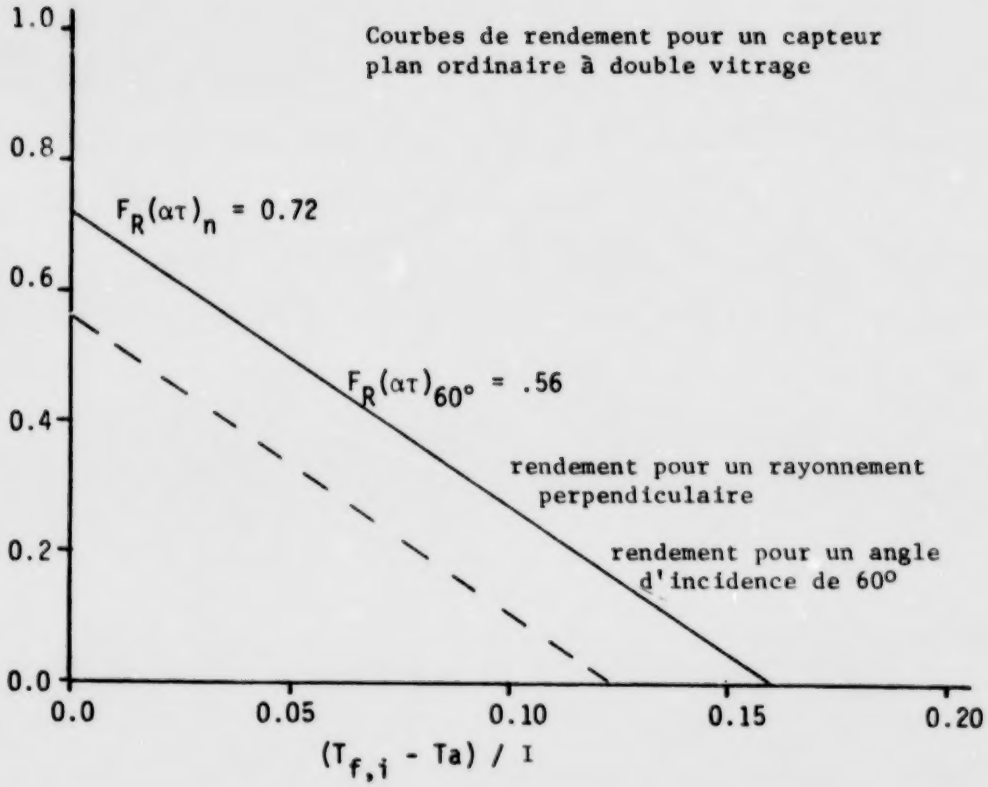
Modificateur d'angle d'incidence pour trois capteurs solaires plans avec des revêtements non sélectifs sur l'absorbeur

FIGURE 2.1.17

ambiante, le rendement correspondant à un angle d'incidence de 60 ° est 72 % x 78 % = 56 %, et le rendement correspondant à toutes les autres valeurs de $(T_{f,i} - T_a) / I$ diminue aussi de 14 % en valeur absolue, non de 14 % de ce qu'il aurait été pour une incidence normale. Ce point est illustré à la figure 2.1.18.

Deux autres facteurs augmentent l'importance de la performance des capteurs solaires pour une incidence non perpendiculaire. L'un de ces facteurs est la déclinaison du soleil. Pour un capteur incliné à 45°, l'angle d'incidence sera supérieur à 20°, même à midi, au milieu de l'été et au milieu de l'hiver. Cela signifie que le capteur fonctionnera très peu de temps dans la gamme d'angles d'incidence pour lesquels $K_{\alpha\tau} = 1$. Le second facteur est que le capteur reçoit un rayonnement diffus sur une grande gamme d'angles d'incidence. La figure 2.1.19 montre des angles d'incidence efficaces du rayonnement diffus isotrope provenant du ciel et du sol en fonction de la pente du capteur. Les bandes indiquées couvrent une grande gamme de capteurs plans à simple et à double vitrage.

Une étude de la figure 2.1.19 montre qu'un angle d'incidence efficace d'environ 58° est une bonne approximation pour le rayonnement diffus venant du ciel, pour une grande gamme d'angles d'inclinaison du capteur. La variation de l'angle d'incidence efficace du rayonnement diffus venant du sol est beaucoup plus grande que celle du rayonnement venant du ciel. Pour estimer avec précision le rendement d'un capteur incliné de 30° ou plus, il faudra utiliser les données de cette figure avec



Effet de l'angle d'incidence sur le rendement

FIGURE 2.1.18

le modificateur d'angle d'incidence. Cela est particulièrement vrai en hiver, lorsque le sol est plus lumineux que le ciel. La précision des calculs du rayonnement réfléchi par le sol est alors plus importante.

Lorsque l'ingénieur utilise FCHART pour analyser la performance d'un système solaire à capteurs plans, il peut soit introduire la valeur mesurée du coefficient du modificateur d'angle d'incidence, b_0, soit estimer la valeur à partir du nombre de plaques, de l'indice de réfraction, du coefficient d'extinction et de l'épaisseur des plaques. Dans le dernier cas, la valeur du $K_{\alpha\tau}$ pour chaque angle d'incidence, θ, est donnée par

$$K_{\alpha\tau} = \frac{\alpha \cdot \tau}{\left[1-(1-\alpha)\right] \rho d} \cdot \frac{1}{(\tau\alpha)_n}$$

les facteurs de réflexion et d'absorption des plaques étant calculés à partir de l'équation de Fresnel et des lois de Bouger pour la valeur de θ considérée. La variation du facteur d'absorption de l'absorbeur avec θ est estimée à partir d'un lissage empirique des données mesurées avec des surfaces noircies.

Le calcul de $K_{\alpha\tau}$ pour le rayonnement diffus venant du ciel utilise la même méthode que dans le cas d'un faisceau, en supposant un angle d'incidence de 60°. Pour le rayonnement réfléchi par le sol, on utilise l'équation.

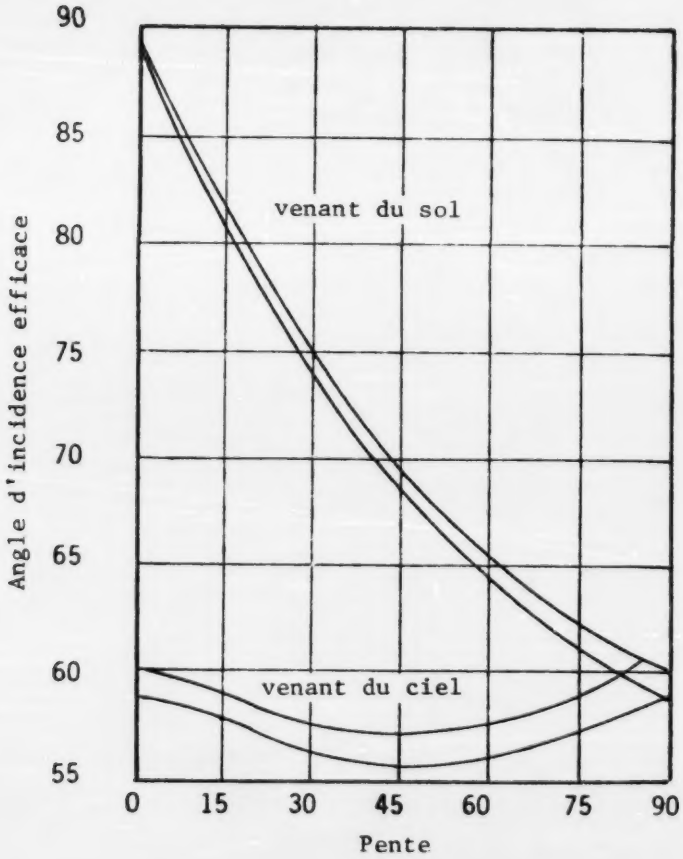
$$\bar{\theta}_r = 89.8^{\circ} - 0{,}57883\beta + 0{,}002693\beta^2$$

pour calculer l'angle d'incidence efficace. Cette équation s'applique à la courbe de la figure 2.1.19.

Les capteurs à tubes sous vide diffèrent de façon marquée des capteurs plans classiques en ce qui concerne leur réponse à un rayonnement non perpendiculaire. Ils ne sont pas isotropes et l'on ne peut pas leur appliquer l'équation habituelle du modificateur d'angle d'incidence. En fait, $K_{\alpha\tau}$ peut dépasser 1,0 pour une incidence non perpendiculaire. Ni la procédure décrite dans la norme ASHRAE 93-77 ni le programme FCHART ne conviennent pour l'étude de ce type de capteur. Les fabricants ont adressé une protestation auprès du comité de révision ASHRAE 93-77 et il est possible qu'une nouvelle méthode de résolution de ce problème soit incluse dans la version corrigée de la norme.

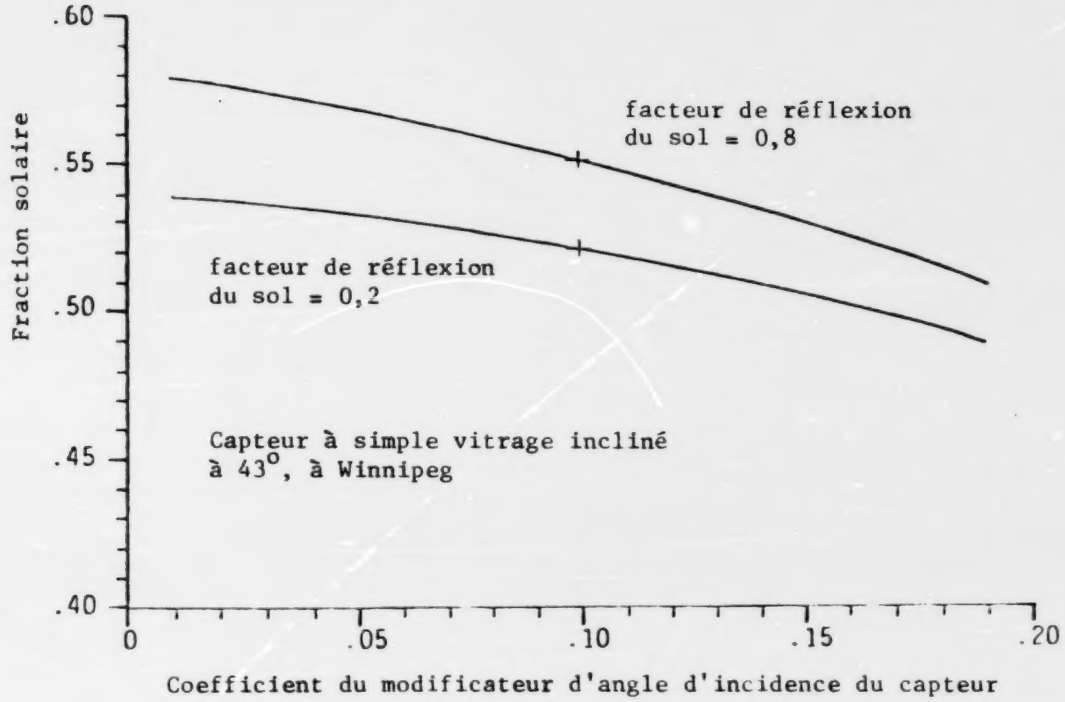
L'équation du modificateur d'angle d'incidence ne convient pas non plus pour les capteurs à concentration de type convergents ou paraboliques.

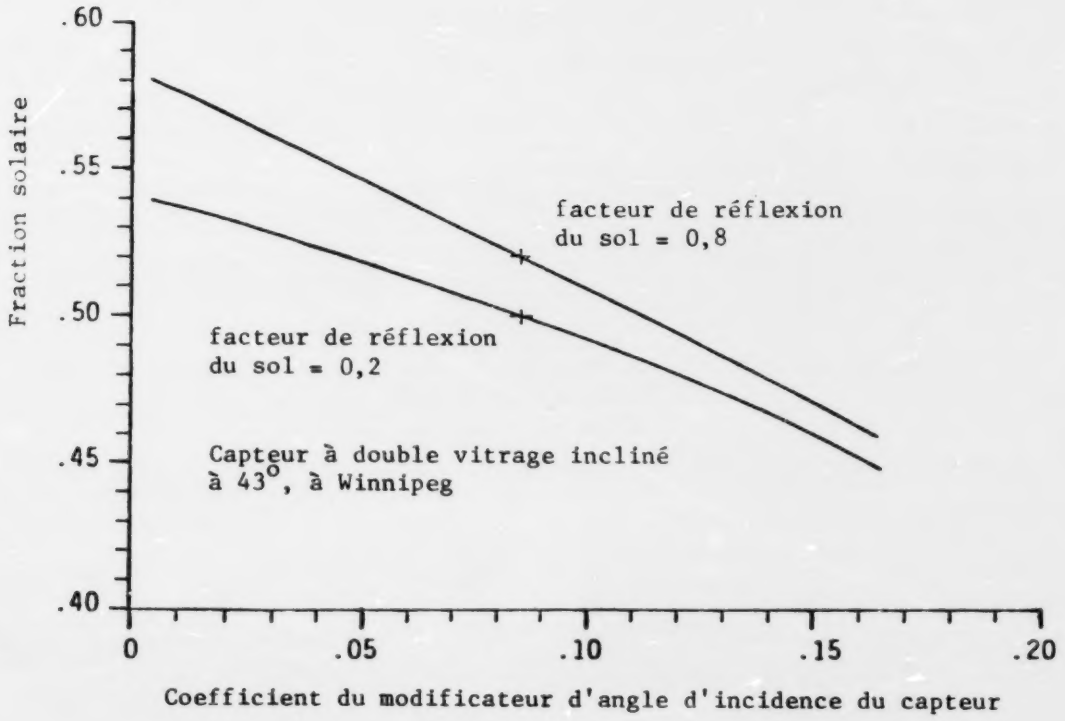
La figure 2.1.20 montre la relation entre le coefficient du modificateur d'angle d'incidence, b_0, et les fractions solaires prédites par FCHART. Les points marqués sur chaque courbe sont des valeur typiques de b_0 pour des capteurs à simple et à double vitrage. La gamme de valeurs de b_0 indiquée est beaucoup plus grande que la gamme réelle. Comme on peut le voir sur les graphiques, des variations de $\pm$50 % de b_0 entraînent des variations d'environ $\pm$2 % dans la quantité d'énergie recueillie par un capteur à simple vitrage et une variation de $\pm$4 % pour un capteur à double vitrage. Comme on pouvait s'y attendre, une très grande valeur du facteur de réflexion du sol rend le capteur plus sensible aux variations de b_0.



Angle d'incidence efficace du rayonnement diffus isotrope

FIGURE 2.1.19





Effet d'un vitrage simple et d'un vitrage double sur la fraction solaire

FIGURE 2.1.20

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre		Page
3	DÉMARCHE DE LA CONCEPTION	78
	3.1 INTRODUCTION	78
	3.2 LE TRAVAIL DE CONCEPTION	78
	3.3 OBJECTIFS DE LA CONCEPTION	83
	3.4 PÉRIODES DE FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ET RENDEMENT THERMIQUE DES CAPTEURS	86
	3.5 EFFETS DU DÉBIT ET DES PROPRIÉTÉS DU FLUIDE SUR LE RENDEMENT THERMIQUE DES CAPTEURS	96
	3.6 EFFET DE LA VITESSE DU VENT SUR LE RENDEMENT D'UN CAPTEUR	100
	3.7 FACTEURS THERMODYNAMIQUES	104
	3.8 FACTEURS ÉCONOMIQUES	111
	3.9 SYNTHÈSE DES FACTEURS THERMIQUES ET ÉCONOMIQUES: CONCEPTION D'UN SYSTÈME	118

FIGURES

Figure		Page
3.3.1	DISTRIBUTION DE FRÉQUENCES	89
3.3.2	RENDEMENT DE DEUX CAPTEURS ORDINAIRES	90
3.3.3	DISTRIBUTION DE FRÉQUENCES DU RENDEMENT	91
3.3.4	DISTRIBUTION DE FRÉQUENCES DU RENDEMENT POUR UNE TEMPÉRATURE À L'ENTRÉE DU CAPTEUR DE 5°C	92

FIGURES

Figure		Page
3.3.5	DISTRIBUTION DE FRÉQUENCES DU RENDEMENT POUR UNE TEMPÉRATURE À L'ENTRÉE DU CAPTEUR DE 35°C	93
3.3.6	DISTRIBUTION DE FRÉQUENCES	95
3.4.1	CAPTEUR PLAN À LIQUIDE À SIMPLE VITRAGE SOL-100 DE SOLARSYSTEMS	98
3.5.1	EFFETS DE LA VITESSE DU VENT SUR LA COURBE DE RENDEMENT D'UN CAPTEUR SOLAIRE PLAN ORDINAIRE	99
3.6.1	CHAUFFE-EAU SOLAIRE IDÉAL DU POINT DE VUE THERMODYNAMIQUE	107
3.6.2	SYSTÈME À DEUX ÉCHANGEURS DE CHALEUR	107
3.6.3	SYSTÈME À DEUX RÉSERVOIRS ET À DEUX SOUPAPES	108
3.6.4	FRACTION SOLAIRE EN FONCTION DU VOLUME DE STOCKAGE POUR UN CHAUFFE-EAU SOLAIRE DOMESTIQUE	108
3.7.1	OPTIMISATION ÉCONOMIQUE	116
3.7.2	OPTIMISATION ÉCONOMIQUE	117

CHAPITRE 3

DÉMARCHE DE LA CONCEPTION

3.1 INTRODUCTION

Les sujets examinés dans le présent chapitre sont les suivants:

1. Le travail de conception
2. Les objectifs de la conception
3. Les facteurs thermodynamiques
4. Les facteurs économiques
5. Synthèse de ces facteurs conduisant à la conception d'un système

Dans ce chapitre, nous définirons certains des principes fondamentaux qui aideront l'ingénieur à concevoir un système solaire efficace. Nous ne chercherons pas à étudier tous les problèmes détaillés de la conception des éléments auxquels est confronté l'ingénieur. Nous nous placerons plutôt dans une perspective globale et nous définirons les démarches générales qui permettent à l'ingénieur de produire un système efficace.

3.2 LE TRAVAIL DE CONCEPTION

La conception d'un système solaire dépend de l'utilisation qui sera faite de l'énergie recueillie et de l'environnement physique dans lequel le système doit fonctionner.

Les critères utilisés dans l'examen des applications potentielles d'un système solaire sont les suivants:

1. la qualité de l'énergie recherchée,
2. l'importance de la demande,
3. les profils annuels de la demande,
4. les profils quotidiens de la demande,
5. la facilité de l'application.

Le premier et le plus important de ces facteurs est la qualité de l'énergie (c'est-à-dire la température) recherchée. Les applications visant une température élevée se traduiront par des coûts élevés par unité de surface de capteur installée et par de faibles rendements. À l'inverse, pour les applications visant des températures basses, on peut utiliser des éléments peu coûteux et atteindre de hauts rendements. Par exemple, les coûts énergétiques unitaires d'un système de préchauffage de l'air d'aération peuvent être dix fois moins élevés que ceux d'un système de chauffage des locaux fournissant une quantité d'énergie égale.

L'importance de la demande est aussi un élément fondamental. De nombreux coûts fixes ou semi-fixes sont associés à un système solaire, quelle que soit sa taille. Une grande demande justifie un système important. Un système important offre une plus grande base pour défrayer ces coûts fixes et semi-fixes. Un système solaire fournissant une fraction moyenne d'une demande fonctionnera avec un rendement relativement plus élevé qu'un système fournissant une grande fraction de la même demande. Une

grande demande permet d'installer un système solaire suffisamment important pour offrir des économies d'échelle mais suffisamment petit, par rapport à la demande, pour fonctionner efficacement.

Le concepteur devra comparer les profils annuel et quotidien de la demande énergétique à l'ensoleillement. Des demandes importantes en été et faibles en hiver, pendant les heures d'ensoleillement, constituent la situation idéale. Le chauffage des locaux résidentiels, avec une demande importante pendant les nuits d'hiver et pas de demande en été, est un exemple d'une mauvaise application alors que le chauffage de l'eau des douches sur une plage est un exemple d'une bonne application. Le profil quotidien de la demande est une indication des besoins de stockage thermique. Le stockage thermique entre souvent pour une grande part dans le coût d'un système de telle sorte que les systèmes qui ne nécessitent pas de stockage peuvent présenter des avantages économiques dans certaines applications.

La facilité d'une application réfère à la facilité avec laquelle un système solaire peut être intégré à un système thermique. Au moment de la conception, il est relativement peu coûteux de modifier une construction pour introduire un système solaire destiné à une application particulière. Dans une construction existante, l'application solaire la plus logique peut se révéler trop difficile et par conséquent trop coûteuse pour être envisagée.

Lorsqu'un bâtiment a été analysé et que la "meilleure" application solaire a été choisie, l'ingénieur commencera à conceptualiser la disposition des éléments du système. L'expérience et les contraintes physiques (comme la surface disponible pour l'installation des capteurs) dictent le choix d'une surface de capteur. Les contraintes imposées par le gérant du bâtiment peuvent aussi réduire la latitude du concepteur.

Dans une construction nouvelle, on peut modifier la conception d'un bâtiment pour intégrer facilement un système solaire. L'installation d'un système dans un bâtiment modifié suppose des compromis et des échanges. Cependant, cela ne signifie pas nécessairement que le système sera beaucoup moins efficace qu'un système installé dans un endroit idéal. Des variations de $\pm$ 15° de la pente idéale et un écart allant jusqu'à 45° avec l'azimut idéal du capteur ont souvent très peu d'effet sur la performance du système et permettent à l'ingénieur d'utiliser les caractéristiques existantes du bâtiment pour réduire le coût du système. Le concepteur devra évaluer avec soin les caractéristiques du bâtiment lorsqu'il décidera des éléments du système, dont il devra essayer de simplifier l'installation et l'exploitation. Les supports du capteur, les conduites et le stockage thermique peuvent compter pour une large part dans les premiers coûts. Il est possible de réaliser des économies importantes en travaillant avec, et non contre, les caractéristiques du bâtiment. Etant donné que les frais d'investissement

constituent la fraction la plus importante du coût de l'énergie solaire, ils doivent être réduits au minimum.

Bien que l'on cherche à réduire les frais d'investissement, cela ne doit pas se faire aux dépens des coûts énérgétiques et de la fiabilité du dispositif. Certains systèmes peu coûteux sont souvent à l'arrêt. Le coût des réparations et la fraction solaire plus faible fournie par le système (en raison du non fonctionnement du système) peuvent se traduire par des coûts énergétiques plus élevés sur la durée de vie du système. On devra évaluer les frais d'investissement et d'exploitation pour les diverses demandes et configurations du système en fonction de la performance du système. Le paramètre le plus important dans le choix de la taille et de la configuration d'un système solaire est le coût de l'énergie utile recueillie en $/GJ·a. Le concepteur devra choisir un système qui répondra à tous les critères de conception nécessaires tout en réduisant les coûts énergétiques au minimum. Le système ne sera généralement pas le plus efficace pour l'application considérée mais il devra être conçu pour fonctionner avec un haut rendement relatif.

En ce qui concerne la conception d'un système solaire, une analyse par un ingénieur en construction peut se révéler nécessaire dans deux domaines. Les capteurs installés sur le toit, en eux-mêmes, peuvent ne pas représenter des charges importantes. Cependant, les charges dues au vent sur le réseau ou à la neige qui s'accumule sur un toit à cause de l'"effet de barrière" du réseau de capteur peuvent excéder les capacités

structurales du bâtiment. La direction Design et Construction de Travaux Publics Canada a publié un document d'information S-2, "Structural Design Solar Collectors" portant sur les réseaux de capteurs installés sur les toits. La masse élevée de stockage thermique requise par certains systèmes solaires peut présenter des problèmes structuraux. En général, le système de stockage thermique doit être placé sur les planchers ou sur des dalles de niveau.

Chaque projet d'énergie solaire est unique et doit être envisagé avec un esprit ouvert. La solution de chaque problème suppose son propre cocktail de considérations économiques, techniques, spatiales et esthétiques. Le concepteur devra découvrir les possibilités offertes par la construction et les besoins énergétiques du bâtiment qui conduiront aux coûts les plus bas possibles de l'énergie solaire pour l'application considérée.

3.3 OBJECTIFS DE LA CONCEPTION

Dans la conception d'un système solaire, l'ingénieur poursuit les objectifs importants suivants:

1. Sécurité
2. fiabilité
3. durabilité
4. facilité d'entretien
5. rapport performance/coût

La sécurité n'est pas un élément à négliger dans les systèmes solaires. Des chauffe-eau à basse pression ont tué de nombreuses personnes et ont détruit des bâtiments à la suite d'une défaillance des dispositifs de commande et des soupapes de sécurité. Les concepteurs d'un système ont une grande responsabilité et aucun ingénieur sans qualifications ni expérience dans la conception de systèmes solaires ou d'autres systèmes de même nature ne devrait se lancer dans ce genre de travail. L'ingénieur devra examiner avec soin la conception, imaginant une défaillance de toutes les commandes et un mauvais ajustement de toutes les soupapes pour vérifier s'il y a surpression ou surchauffe. Comme on l'a vu précédemment, la contamination de l'eau potable est un autre danger potentiel contre lequel on doit se protéger.

Quand un ingénieur a des doutes sur une question de sécurité, il devrait imaginer qu'il doit justifier ou expliquer une décision lors d'une enquête.

La fiabilité, la durabilité et la facilité d'entretien sont en fait des éléments économiques, mais ils sont examinés séparément car il est très difficile de quantifier leur rentabilité. Les ingénieurs expérimentés auront élaboré leurs propres normes dans ces domaines et les clients ne manqueront pas de leur faire part de leurs réactions s'ils conçoivent des systèmes qui ne répondent pas aux attentes dans ces domaines. Par contre, peu de clients remarquent qu'un système est trop coûteux parce que

l'ingénieur a introduit quelques soupapes de sectionnement inutiles ou parce qu'il a défini une spécification irréaliste pour un élément de réglage. Un bon ingénieur doit s'assurer qu'il n'augmente pas la complexité du système aux dépens du client.

Les codes et les normes constituent l'une des bases de la conception. Voici quelques références importantes qui peuvent se révéler utiles dans la conception des systèmes solaires:

1. Devis directeur du Gouvernement du Canada

   Section 15643 - capteurs solaires plans - 1979-12-31

2. Normes ASHRAE

   93-77 Flat Plate Collectors (en révision)

   95-81 Packaged Domestic Water Heaters

   96-80 Unglazed Collectors

   (Ces normes ASHRAE sont toutes des méthodes normalisées d'essai de performance thermique)

3. Normes ACNOR

   F378-1982 - capteurs solaires

   F379-M1982 - chauffe-eau solaires domestiques (préliminaire)

(Ces normes ACNOR incluent des essais de performance thermique et des exigences en matière de sécurité et de durabilité)

Les normes relatives aux chauffe-eau solaires domestiques constituent un bon point de départ pour les ingénieurs chargés de la conception de chauffe-eau solaires plus importants pour le chauffage de l'eau sanitaire.

En plus des objectifs de conception susmentionnés, des projets particuliers peuvent avoir d'autres objectifs comme le développement de systèmes, la formation et l'expérience ou le monitorage de performance. Le programme A.U.E.S. a comme objectif primordial le développement d'une industrie canadienne de l'équipement solaire. Les concepteurs de projets A.U.E.S. doivent garder cela présent à l'esprit lorsqu'ils cherchent à rentabiliser un système en troquant un investissement pour des capteurs solaires contre un investissement pour un matériel classique.

3.4 PÉRIODES DE FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ET RENDEMENT THERMIQUE DES CAPTEURS

Le rendement thermique d'un capteur solaire est une fonction du rapport

$$(T_{f,i} - T_a)/I$$

où $T_{f,i}$ = température du fluide à l'entrée du capteur

T_a = température ambiante

I = ensoleillement sur le capteur

Ce nombre variera au cours d'une année normale entre pratiquement l'infini et zéro et, dans certaines applications, jusqu'à une température bien inférieure à zéro. Pour choisir le bon capteur, l'ingénieur doit faire correspondre la courbe de rendement du capteur à la courbe de la distribution de fréquences de $(T_{f,i} - T_A)/I$.

La figure 3.3.1 montre deux distributions de ce rapport, pour des températures du liquide à l'entrée du capteur de 5 ^oC et 35 ^oC, avec des données météorologiques relevées à Winnipeg, pour un capteur incliné à 45 ^oC et faisant face au sud. (Normalement, dans le système réel, la température du liquide à l'entrée du capteur varie aussi mais l'on a utilisé des valeurs constantes pour simplifier l'étude.) La figure 3.3.2 montre deux courbes typiques de rendement du capteur, pour un capteur en plastique sans vitrage et pour un capteur à vitrage avec un absorbeur en métal.

En comparant la distribution de fréquences de $(T_{f,i} - T_a)/I$ avec la courbe de rendement du capteur, on peut obtenir une courbe de distribution pour la variation du rendement du capteur au cours de l'année. Une telle courbe est illustrée à la figure 3.3.3, pour le capteur à vitrage avec une température à l'entrée du capteur de 35 ^oC.

On a obtenu la courbe de la figure 3.3.3 à partir des courbes des figures 3.3.1 et 3.3.2 de la façon suivante. Pour

chaque valeur de $(T_{f,i} - T_a)/I$ sur la figure 3.3.1, on a déterminé la fréquence correspondante sur la courbe correspondant à une température à l'entrée du capteur de 35 ^{o}C. Pour la même valeur de $(T_{f,i} - T_a)/I$ dans la figure 3.3.2, on a déterminé le rendement du capteur à vitrage. On a ensuite représenté chaque rendement en fonction de la fréquence correspondant à la figure 3.3.3. (Par exemple, les pointillés sur les figures 3.3.1 et 3.3.2 montrent que, à $(T_{p,i} - T_a)/I = 0,08$, la fréquence est 310/ans et le rendement 27 p. cent. Ce point est indiqué sur la figure 3.3.3).

Une courbe de la distribution de fréquences du rendement présente peu d'intérêt dans la conception détaillée d'un système mais elle est utile au moment de l'étude théorique et pour comprendre pourquoi un capteur donné convient mieux pour une application particulière. Par exemple, pour trouver le capteur offrant la meilleure gamme de rendements thermiques pour un travail donné, on peut comparer les distributions de fréquences du rendement des capteurs envisagés. Dans les figures 3.3.4 et 3.3.5, on compare les deux capteurs pour chaque type de demande. Comme on pouvait s'y attendre, le capteur sans vitrage offre la meilleure gamme de rendements lorsque la température du fluide à l'entrée du capteur est basse et le capteur à vitrage est supérieur lorsque la température à l'entrée est plus élevée.

Si l'on faisait la même comparaison à des températures encore plus élevées, on trouverait que le capteur à tubes sous

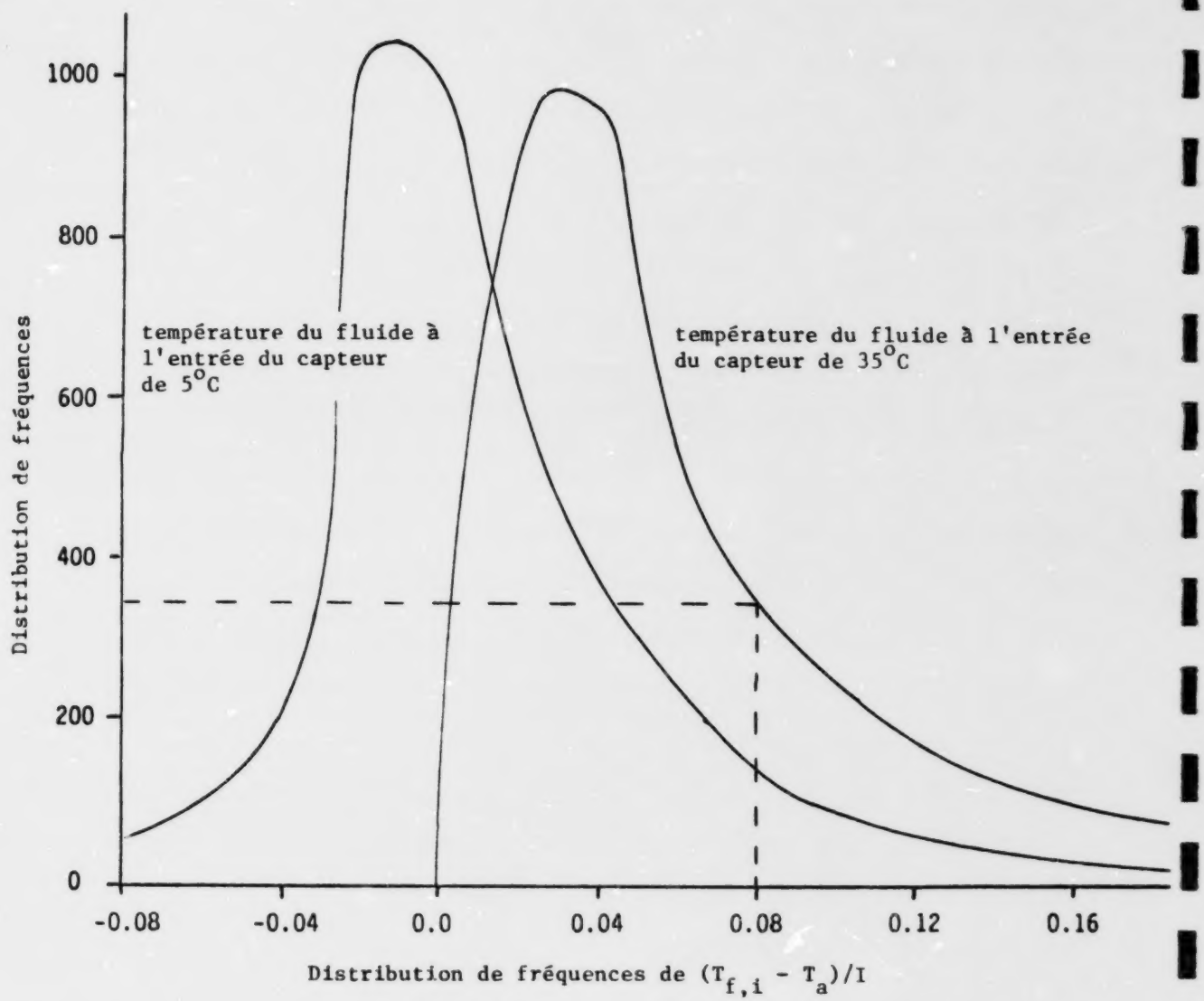
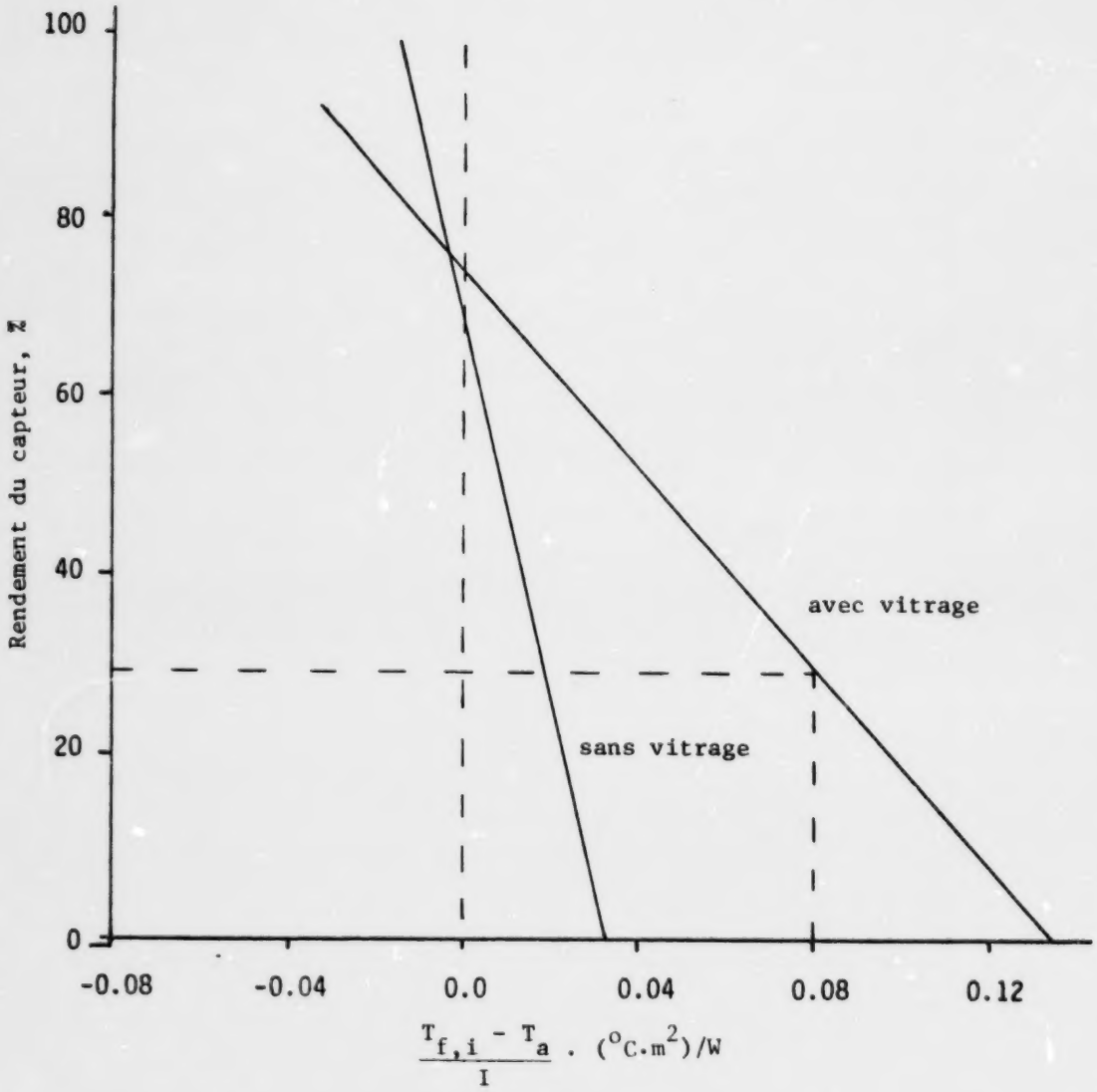
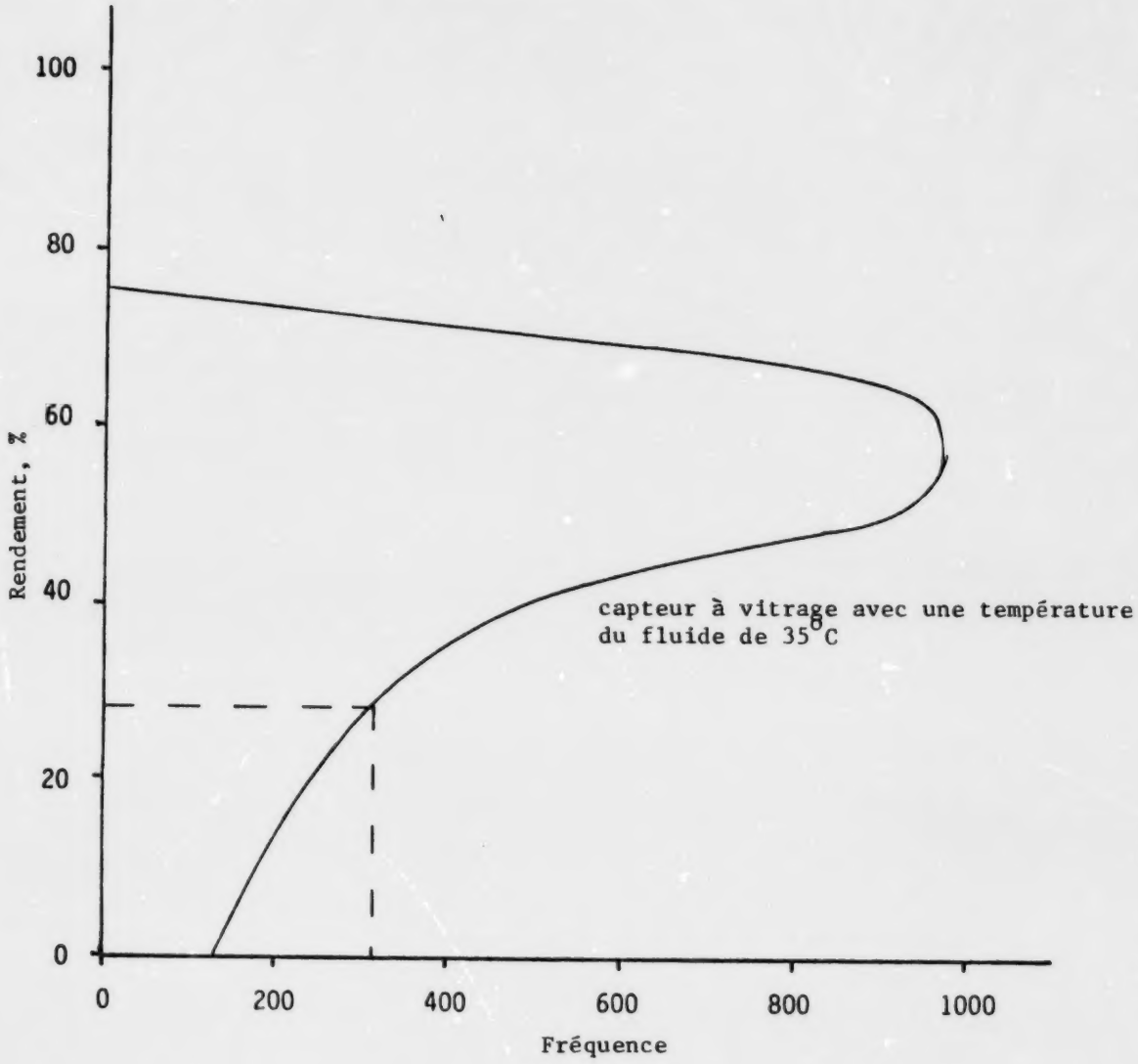

1000
800
600
400
200
0
Distribution de fréquences
température du fluide à l'entrée du capteur de 5°C
température du fluide à l'entrée du capteur de 35°C
-0.08
-0.04
0.0
0.04
0.08
0.12
0.16
Distribution de fréquences de $(T_{f,i} - T_a)/I$

FIGURE 3.3.1



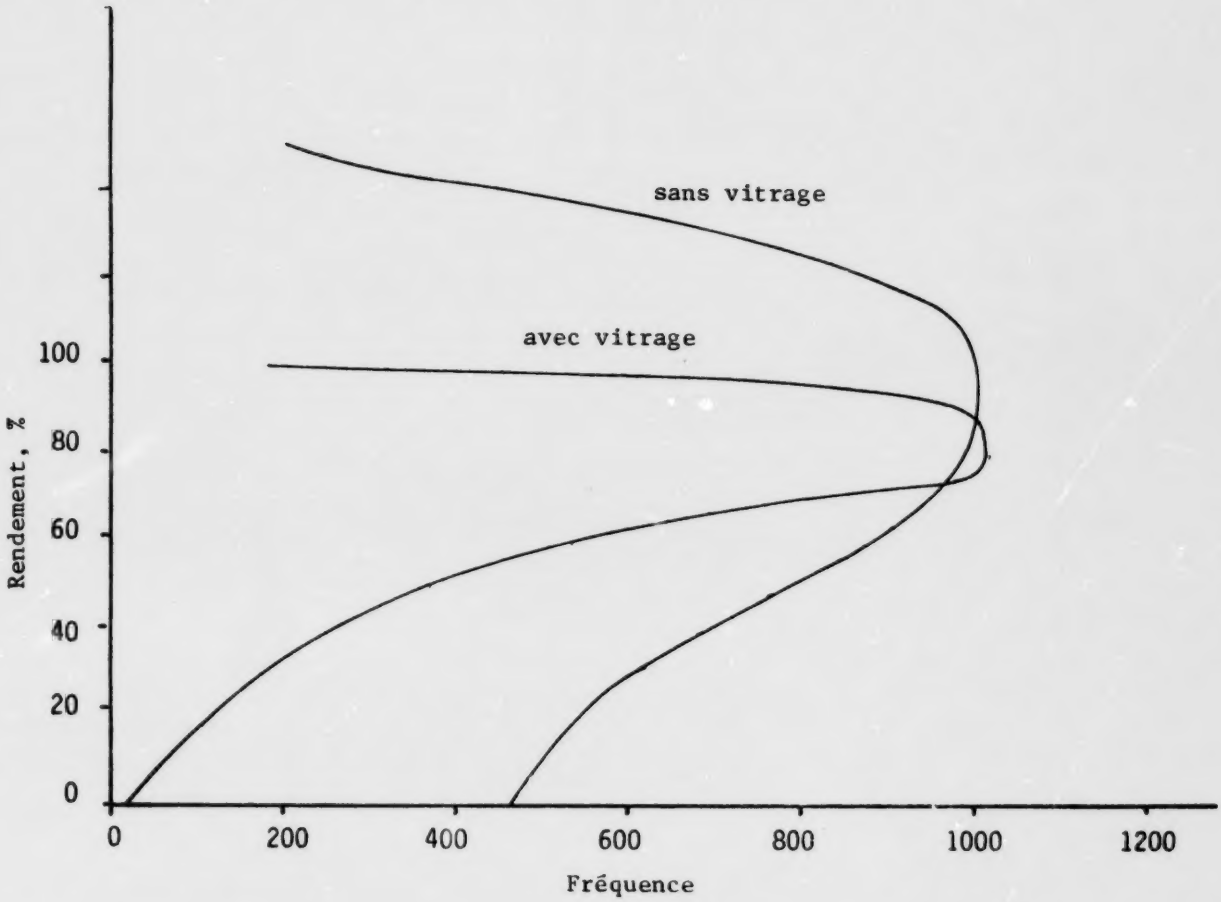
Rendement de deux capteurs ordinaires

FIGURE 3.3.2



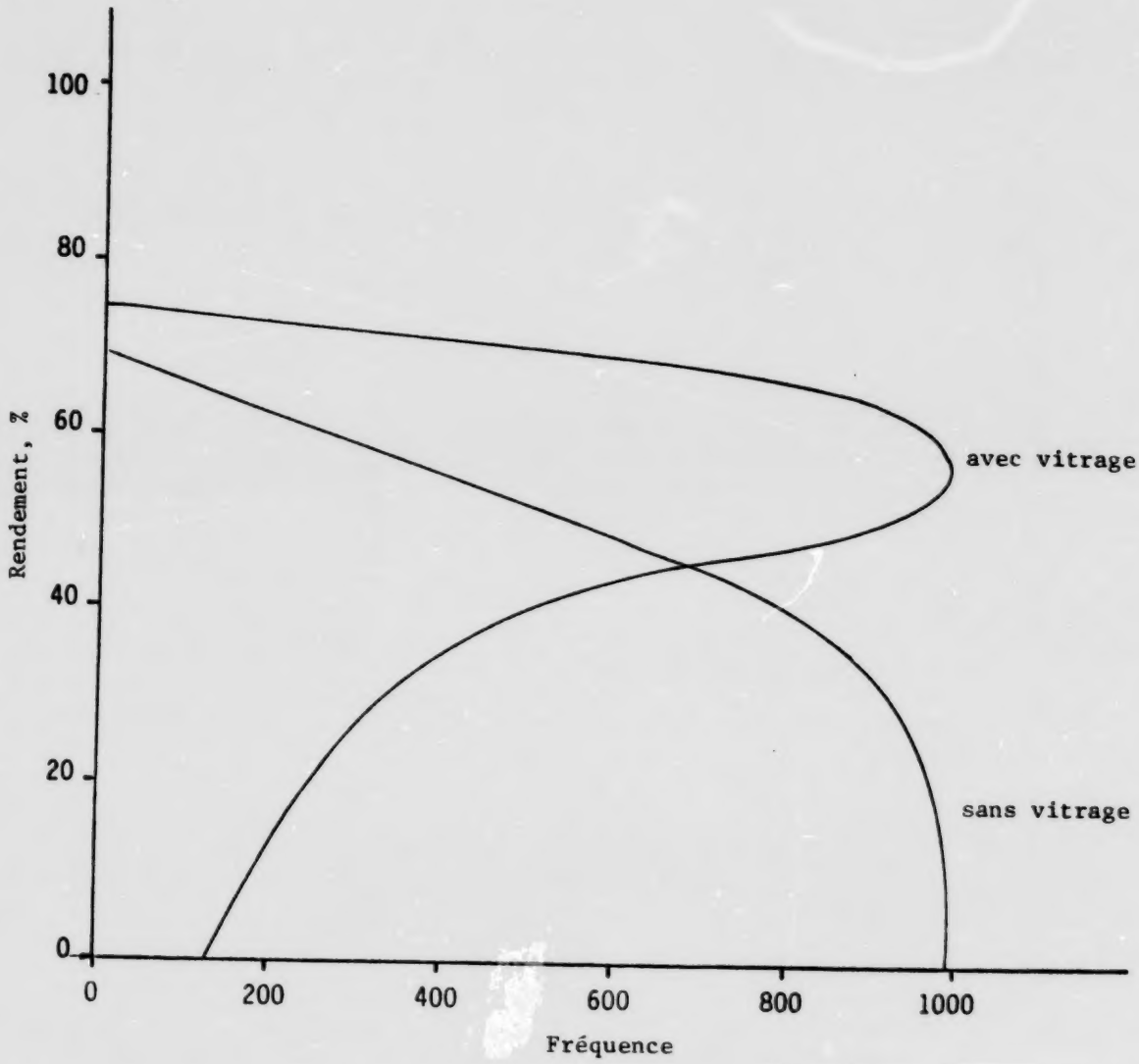
Distribution de fréquences du rendement

FIGURE 3.3.3



Distribution de fréquences du rendement pour une température à l'entrée du capteur de 5°C

FIGURE 3.3.4



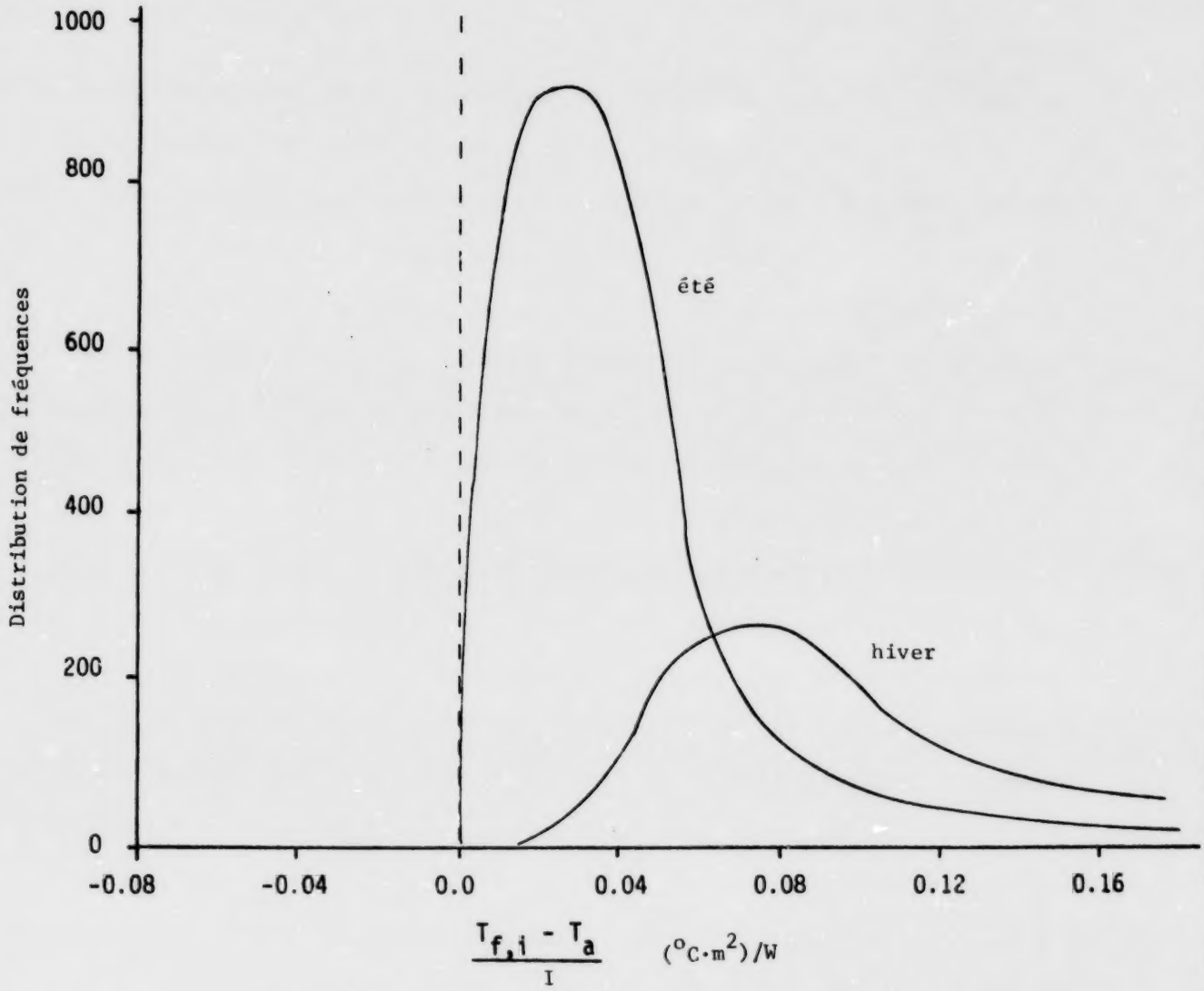
Distribution de fréquences du rendement pour une température à l'entrée du capteur de 35°C

FIGURE 3.3.5

vide, qui a un F_R $(\alpha\tau)$ et un $F_R U_L$ inférieurs à ceux d'un capteur à vitrage, offrirait la meilleure gamme de rendements.

On peut aussi appliquer cette méthode de visualisation du rendement à l'évaluation de capteurs pour des applications saisonnières. La figure 3.3.6 montre une distribution de fréquences de $(T_{f,i} - T_a)/I$ partagée en deux distributions distinctes, pour l'été et pour l'hiver. Il est évident que le capteur qui convient le mieux pendant une saison aura un rendement inférieur pendant l'autre saison. Considérons par exemple un chauffe-eau industriel pour lequel le meilleur choix serait un capteur à vitrage si la charge restait constante tout au long de l'année. Il est probable qu'un capteur en plastique sans vitrage conviendrait mieux, pour la même charge, entre mai et septembre alors que la meilleure solution pour répondre à cette demande en hiver serait peut être un capteur à tubes sous vide.

La distribution de fréquences du rendement d'un capteur est un élément utile dans l'étude de la performance des capteurs dans diverses applications. Cependant, elle ne permet pas une comparaison quantitative. D'abord, dans les applications réelles, la température à l'entrée du capteur varie. Ensuite pour déterminer la peformance annuelle, il faut pondérer la distribution du rendement en fonction de la distribution de l'ensoleillement. L'ingénieur pourrait donc utiliser un programme de simulation pour déterminer la performance réelle d'un capteur donné pour une charge particulière. La discussion



Distribution de fréquences de $(T_{f,i} - T_a)/I$

FIGURE 3.3.6

ci-dessus permet seulement de déterminer quel capteur vaut la peine d'être envisagé pour une application donnée.

Nous n'avons pas non plus considéré la question du coût du capteur. Le véritable critère de choix des capteurs n'est pas la quantité d'énergie recueillie par pied carré mais la quantité d'énergie recueillie par dollar investi.

3.5 EFFETS DU DÉBIT ET DES PROPRIÉTÉS DU FLUIDE SUR LE RENDEMENT THERMIQUE DES CAPTEURS

Les fiches de données publiées par l'Association canadienne des industries solaires contiennent les courbes de rendement thermique des capteurs solaires déterminées à partir des méthodes d'essai décrites dans la norme ASHRAE 93-77. Ces essais sont effectués avec le caloporteur spécifié par le fabricant, normalement de l'eau, et avec un seul débit spécifié aussi par le fabricant.

La conception optimale d'un système solaire, pour une application donnée, nécessite rarement le débit spécifié par le fabricant. De plus, il arrive souvent que le caloporteur ne soit pas de l'eau. Ces deux variations modifient la courbe de rendement du capteur. Cependant, pour avoir plus de précision, il faut calculer le régime d'écoulement et le coefficient de transfert de chaleur dans le capteur, et ce calcul est très long. Pour aider l'ingénieur, le Bureau des programmes solaires a publié un guide technique (n^{o} 2, juin 1982) intitulé "Ajustement des courbes de performance thermique en fonction des variations

de débit et des caractéristiques du fluide des capteurs solaires". Ce guide contient des graphiques de $F_a = F_R$ (recuilli)/F_R (essai) en fonction du débit d'eau, de propylène glycol et d'éthylène glycol pour plusieurs capteurs approuvés par le programme A.U.E.S. La figure 3.4.1 illustre un tel graphique pour un capteur Sol-100 de Solarsystems.

Par exemple, un ingénieur qui désirerait utiliser du propylène glycol avec un débit de 2 L/min dans ce capteur, lirait une valeur de $F_a = 0,97$ sur la figure 3.4.1, puis calculerait

$$F_R (\alpha\tau) = 0,97 \times 0,66 = 0,64$$

et

$$F_R U_L = 0,97 \times 4,0 = 3,88 \text{ W/(m}^2\cdot^\circ\text{C)}$$

Étant donné que de nouveaux capteurs sont mis au point et que les capteurs existants sont quelquefois revérifiés, le Bureau des programmes solaires a publié un autre guide technique (n° 3, juin 1982) intitulé "Calcul d'un facteur de correction des courbes de performance d'un capteur en fonction des variations de débit et des caractéristiques du fluide caloporteur". Ce guide explique comment calculer F_a pour un capteur qui n'est pas mentionné dans le guide technique n° 2, ou pour un débit ou un fluide différent.

Capteur plan à liquide à simple vitrage Sol-100 de Solarsystems

Données d'essai		Source d'information
Débit	2,3 L/min	.fiche de données CSIA
Fluide	eau	5 octobre 1980
Date de l'essai	inconnue	
F_r $(\tau\alpha)$	0,66	
$F_r U_L$	4,0 $W/m^2.^oC$	

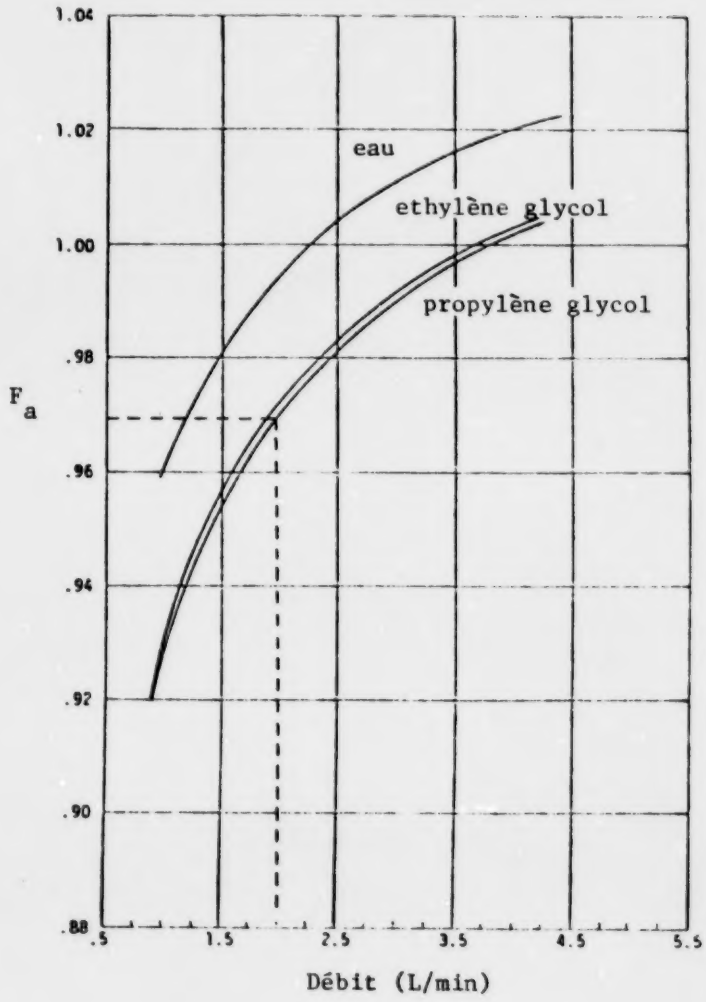
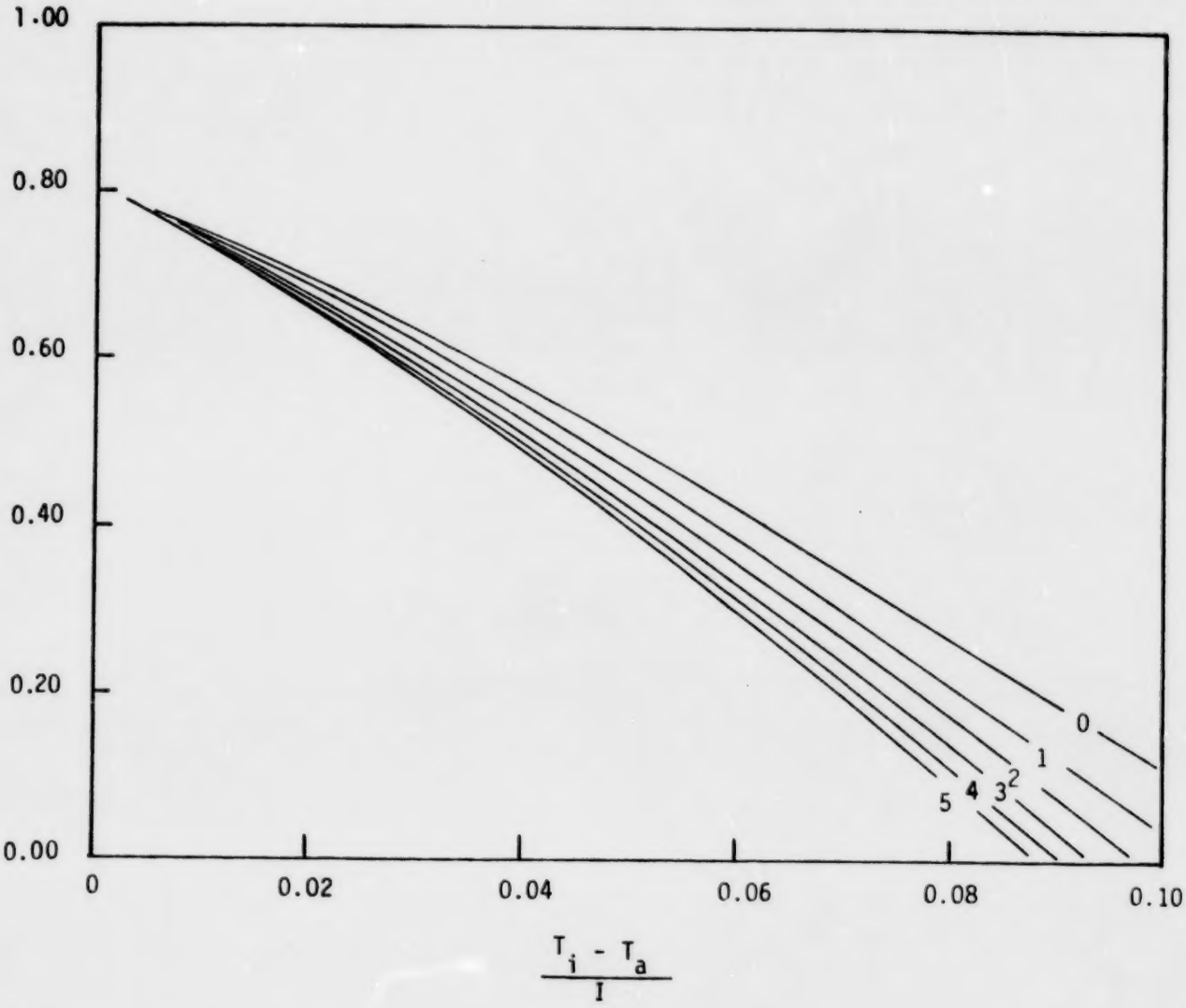


FIGURE 3.4.1



Effets de la vitesse du vent sur la courbe de rendement d'un capteur solaire plan ordinaire

FIGURE 3.5.1

3.6 EFFET DE LA VITESSE DU VENT SUR LE RENDEMENT D'UN CAPTEUR

Le vent influe énormément sur le rendement d'un capteur solaire. Une circulation d'air au-dessus de la plaque de verre extérieure (ou au-dessus de l'absorbeur d'un capteur solaire sans vitrage) augmente le coefficient de transfert de chaleur entre la plaque et l'air, h_{p-a}, donc le coefficient de perte U_L.

La figure 3.5.1 montre l'effet de la vitesse du vent sur la courbe de rendement d'un capteur plan à vitrage ordinaire.

La norme ASHRAE 93-77 "Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors" impose que la vitesse du vent à mi-hauteur du capteur soit mesurée et enregistrée et qu'elle soit inférieure à 4,5 m/s (10 mph). L'Association canadienne des industries solaires se sert de cette donnée dans ses fiches pour définir la gamme de vitesses du vent pendant l'essai. Une étude de ces fiches de données montre que de nombreux essais ont été effectués avec des vitesses du vent supérieures à celles permises par la norme ASHRAE 93-77. De plus, dans la plupart des cas, la gamme est tellement étendue qu'elle fournit peu d'indications sur la façon dont les données pourraient être corrigées pour d'autres vitesses du vent. Le concepteur se trouve ainsi confronté à un sérieux problème puisque, d'après la figure 3.5.1, le rendement d'un capteur peut varier de 0 à 20% même si la vitesse du vent varie entre les limites permises par la norme ASHRAE 93-77.

L'effet de la vitesse du vent sur le rendement des capteurs sans vitrage est encore plus grand que ce qui est indiqué à la figure 3.5.1. La norme ASHRAE 96-80, "Method of Testing to Determine the Thermal Performance of Unglazed Flat-Plate Liquid-Type Solar Collectors" permet des vitesses du vent allant seulement jusqu'à 1,3 m/s (3,0 m.p.h.) (Il faut se méfier lorsqu'on compare les données 96-80 et 93-77 car les normes diffèrent sur plusieurs points. La norme ACNOR sur les capteurs solaires, F378 - M1979, couvre les deux types de capteurs.)

Une nouvelle révision de la norme ASHRAE 93 est en cours. Le comité reconnaît que la gamme de vitesses du vent permises est peut-être l'élément qui contribue le plus aux variations dans les résultats enregistrés. La nouvelle norme imposera probablement une gamme plus étroite de vitesses du vent pendant l'essai, ainsi que de meilleures techniques de mesure. Elle spécifiera probablement aussi une vitesse du vent de $4 \pm 0,5$ m/s pour les essais à l'intérieur.

En attendant que ces améliorations aux méthodes d'essai soient apportées, il est difficile pour le concepteur de résoudre le problème. À moins que l'on connaisse la vitesse du vent à laquelle la mesure a été effectuée, il n'est pas possible de corriger les résultats de la vitesse du vent pour laquelle on doit calculer le rendement. Tout ce que l'on sait est que:

1. les capteurs solaires auront un meilleur rendement dans les régions où la vitesse du vent est faible,

2. des variations de la vitesse du vent ont entraîné une variation considérable dans les résultats des essais ASHRAE 93-77 sur les capteurs.

Le dernier point ne signifie pas que l'on doive ignorer les résultats relatifs au rendement des capteurs.

Lorsqu'on dispose de données sur la vitesse du vent pendant un essai, la meilleure corrélation pour le transfert de chaleur qui permette de corriger cette vitesse est la suivante:

$$Nu = 0{,}86\ R_e^{1/2}\ P_R^{1/3}$$ *

où

$Nu = hD_h/k$ (nombre de Nusselt)

$R_e = VD_h\rho/M$ (nombre de Reynolds)

$P_r = M/\rho\alpha$ (nombre de Prandt)

D_h = 4 x surface de la plaque/périmètre de la plaque

h = coefficient de transfert de chaleur

k = conductivité thermique

ρ = masse volumique

M = viscosité

α = diffusivité thermique

Cette équation est en accord avec la théorie et elle montre en particulier que le transfert de chaleur varie avec la taille de la plaque et avec la racine carrée de la vitesse. Elle

* E.M. Sparrow, J.W. Ramsay and E.A. Mass, JGT, 101, 2, 1979, "Effect of Finite Width on Heat Transfer and Fluid Flow About an Inclined Rectangular Plate".

a été obtenue avec un nombre de Reynolds variant entre 2×10^4 et 9×10^4, mais elle devrait être valide pour tout écoulement laminaire, jusqu'à un nombre de Reynolds de 10^6.

Lorsque les capteurs se trouvent dans une couche limite turbulente ou dans le sillage d'un objet, la prévision de l'équation ci-dessus pour le transfert de chaleur devrait être augmentée d'environ 25%.

Les manuels sur l'énergie solaire recommandent souvent une équation de la forme $h = a + bV$ pour le coefficient de transfert de chaleur. Cette formule ignore l'effet de la taille de la plaque du capteur et suppose, à tort, une variation linéaire en fonction de la vitesse.

Certains concepteurs font souvent l'erreur de penser qu'en abritant une surface (comme celle d'un capteur solaire) des vents dominants derrière un objet quelconque, on diminuera la perte de chaleur. Cela peut se produire lorsque la vitesse du vent est très faible; lorsque la vitesse est plus élevée, les tourbillons créés par l'objet peuvent augmenter le transfert de chaleur. Il en est de même lorsque le vent souffle à l'arrière du capteur. Pour des nombres de Reynolds supérieurs à 60 000, le transfert de chaleur sur la surface à l'avant du capteur sera supérieur à ce qu'il aurait été si le vent avait soufflé directement sur la surface.*

---

* E.M. Sparrow, ASHRAE Journal, July, 1982, "Wind-Related Heat Transfer Coefficients for Leeward-Facing Solar Collectors".

Lorsque la vitesse du vent est très faible, le transfert de chaleur par convection libre prédominera. Une bonne approximation du coefficient de transfert de chaleur par convection libre est donnée par

$$h = 4 W/m^2.{}^{o}C$$

pour une différence de température entre la surface et l'air de 10 ^{o}C. Cette valeur variera avec la racine cubique de la différence de température.

Des méthodes simplifiées d'analyse de la performance d'un système solaire (comme FCHART) ne tiennent pas compte des variations de la vitesse du vent, bien qu'il ne soit pas difficile d'en tenir compte avec des méthodes de simulation heure par heure (par exemple, TRNSYS). L'ingénieur qui travaille dans un climat où les vitesses du vent sont inhabituellement élevées ou faibles devra estimer l'incidence de ce facteur sur la performance du système en utilisant une méthode de calcul dont la précision convient aux exigences de l'application particulière.

3.7 FACTEURS THERMODYNAMIQUES

La démarche normale pour l'analyse de la performance des systèmes thermiques consiste à introduire le principe du système thermodynamique idéal (par exemple, la centrale thermique à cycle de Rankin). Le fonctionnement de ce système est réversible et, par conséquent, n'entraîne pas d'augmentation de l'entropie de l'univers. Ce principe fournit une norme de

performance pour le système thermique réel équivalent et donne des indications aux concepteurs sur la façon dont le système devrait être modifié pour que sa performance se rapproche de celle du système idéeal.

L'application de ce principe aux capteurs solaires présente peu d'intérêt. Pour un capteur idéal, $F_r(\alpha\tau) = 1$ et $F_R U_L = 0$, mais ces objectifs sont déjà évidents pour l'ingénieur qui est aussi conscient qu'il ne pourra pas les atteindre, ni même les approcher. Un capteur est un dispositif de transfert de chaleur et, comme tous les dispositifs de transfert de chaleur tels que les échangeurs, c'est, par définition, un producteur d'entropie. La deuxième loi de la thermodynamique fournit peu d'indication sur la performance de ce type d'équipement.

Par contre, la deuxième loi présente un intérêt pour l'anlyse de la performance du reste du système. Le système solaire idéal est un système qui ne produit pas d'entropie (en dehors de l'entropie consécutive aux pertes dans le capteur). Par conséquent, le système idéal sera parfaitement isolé et, ce qui est plus important, il n'y aura pas de mélange de fluides à différentes températures.

La dernière exigence signifie qu'il ne doit pas y avoir de pertubation de la stratification dans le réservoir de stockage, que le liquide provenant du capteur doit entrer dans le réservoir de stockage de façon à ce que la température du liquide stocké soit égale à celle du liquide entrant, et que le liquide provenant du réservoir de stockage doit entrer dans le capteur

lorsque le liquide d'appoint a atteint la température qui règne dans le fond du réservoir. Par conséquent, le chauffe-eau solaire idéal a la configuration illustrée à la figure 3.6.1, les points d'injections A et B pouvant être déplacés.

Bien entendu, il est impossible de construire un tel système mais on peut faire certaines approximations. Par exemple, lorsque la consommation d'eau est régulière, les deux échangeurs de chaleur illustrés à la figure 3.6.2 peuvent être conçus pour que l'on se rapproche de la situation où l'eau est injectée dans le capteur lorsque les températures sont égales. Cette approche s'est révélée rentable dans certaines circonstances.

Le système à deux réservoirs et à deux soupapes illustré à la figure 3.6.3 est une approximation du système dans lequel l'injection dans le réservoir de stockage a lieu lorsque les températures sont égales.

Si $T_f < T_E$, la soupape V_1 envoie le liquide chaud le long de r_2 et ce liquide recircule sans perturber les réservoirs. Toute l'eau utilisée sera soutirée à l'extrémité supérieure du réservoir n° 2 et remplacée dans le bas du réservoir n° 1. Si $T_f < T_E$, la soupape V_1 envoie le liquide le long de r_1 jusqu'à la soupape V_2. Si $T_H < T_J$, la soupape V_2 dirige l'écoulement le long de r_4 et l'eau recircule à travers le réservoir n° 1 et le réchauffe. Le réservoir n° 2 n'est pas perturbé sauf que l'eau consommée sera soutirée de la boucle de recirculation, passera par le fond du réservoir n° 2 et sortira par le haut, ce qui aura pour effet d'envoyer l'eau la plus chaude vers le point

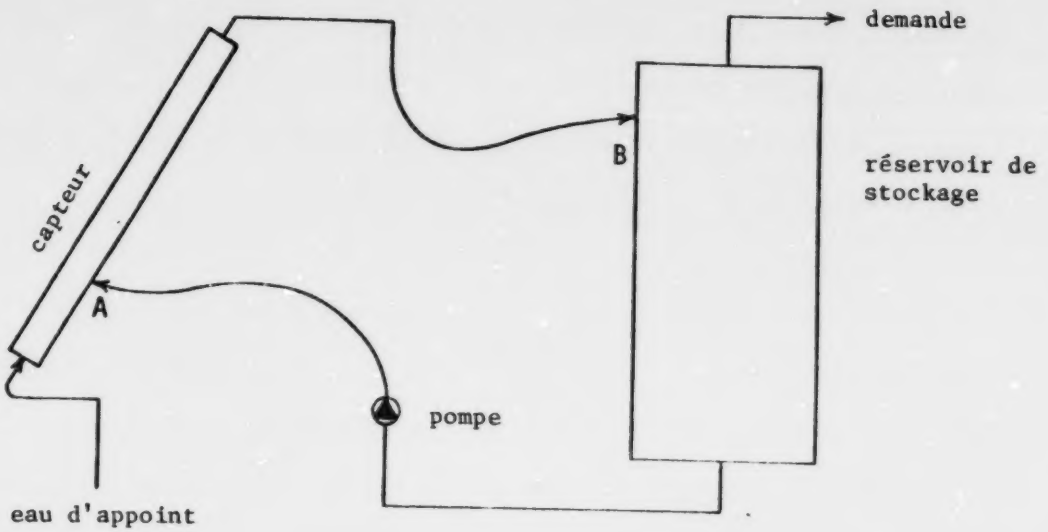


FIGURE 3.6.1

Chauffe-eau solaire idéal du point de
vue thermodynamique

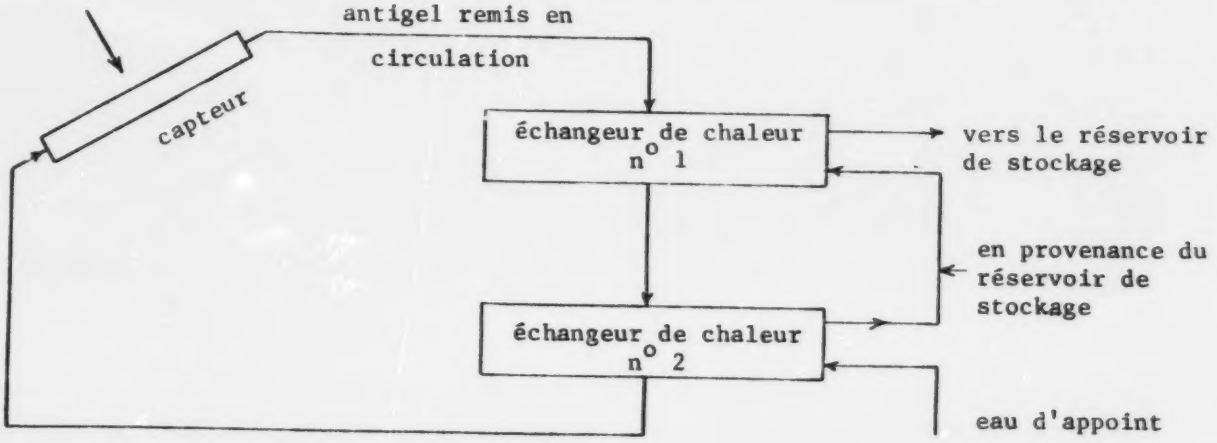


FIGURE 3.6.2

Système à deux échangeurs de chaleur

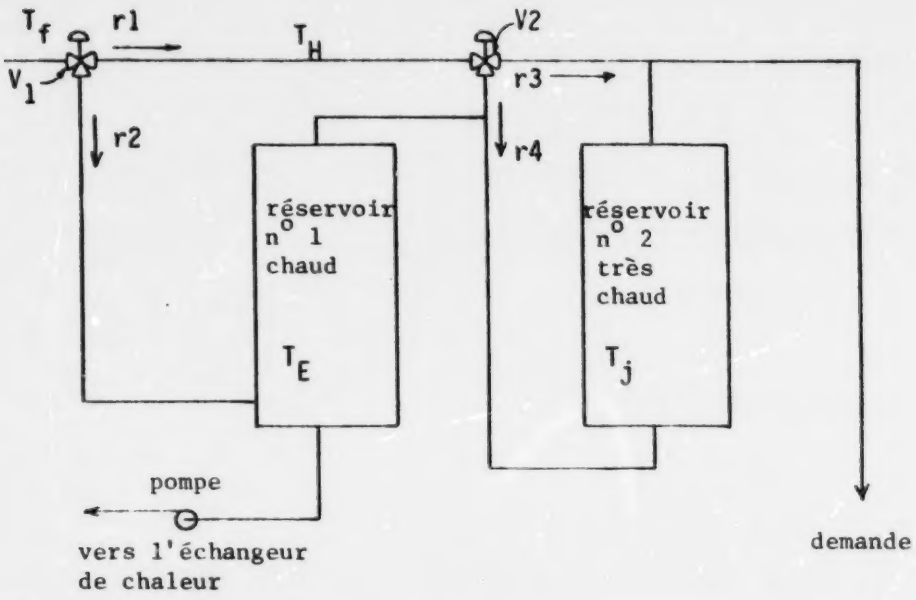


FIGURE 3.6.3

Système à deux réservoirs et à deux soupapes

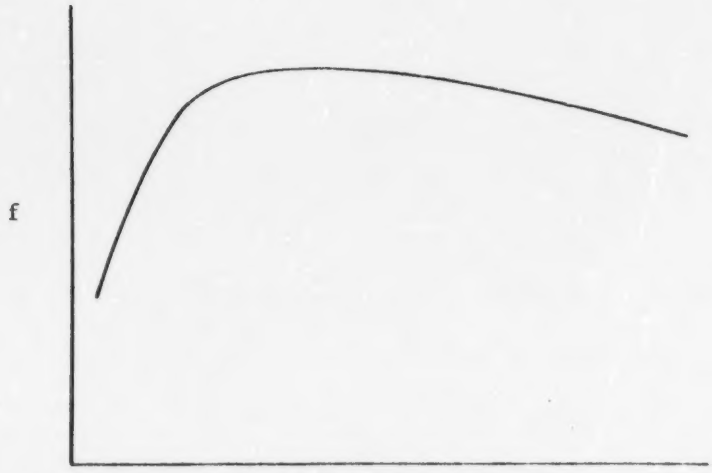


FIGURE 3.6.4

Fraction solaire en fonction du volume de stockage pour un chauffe-eau solaire domestique

de consommation. Si $T_H > T_J$, la soupape V_2 dirige l'eau sur r_3. L'eau recircule à travers les deux réservoirs et les réchauffe. L'eau consommée est soutirée de la boucle de recirculation avant de pénétrer dans le réservoir n° 2.

Ce système s'est révélé rentable dans certaines circonstances. Une analyse sur ordinateur montre que la fraction solaire peut être plus du double de celle obtenue avec le même système sans les soupapes et les dispositifs de régularisation supplémentaires. On peut étendre ce principe à un plus grand nombre de réservoirs et de soupapes pour des systèmes plus importants, si l'on peut démontrer que ces systèmes sont rentables.

En général, tout facteur se traduisant par une température plus basse du liquide à l'entrée du capteur (sans gaspillage de chaleur, bien entendu) améliorera la performance thermique d'un système. Parmi ces facteurs, on trouve une basse température de l'eau d'alimentation. Toutes choses étant égales par ailleurs, un chauffe-eau alimenté à partir d'un puits sera une meilleure application que le même chauffe-eau alimenté à partir des canalisations d'adduction d'eau, dans la plupart des endroits au Canada. On peut aussi abaisser la température d'admission en combinant deux charges différentes dans un même système solaire. Par exemple, un dispositif de préchauffage de l'air d'appoint peut permettre de refroidir encore plus le liquide caloporteur du capteur après son passage à travers un échangeur de chaleur où il a transféré sa chaleur à l'eau sanitaire.

La capacité de stockage optimale est un autre facteur important dans la performance thermique. En ce qui concerne le chauffage des locaux, une augmentation de la capacité de stockage se traduira toujours par une augmentation de la performance thermique, bien que cette augmentation ne soit pas nécessairement obtenue de façon rentable, mais, dans un chauffe-eau solaire, il y a une taille optimale du réservoir au-delà de laquelle on observe une diminution de la performance thermique. Cette taille optimale correspond approximativement à la consommation journalière d'eau. La raison pour laquelle il y a une taille optimale est que la seule façon d'extraire l'énergie du réservoir de stockage dans un chauffe-eau consiste à utiliser l'eau. Par conséquent, si l'on veut retirer 500 L à une température de 50 ^{o}C, on gagnera plus d'énergie avec un réservoir de 500 L à 45 ^{o}C qu'avec un réservoir de 5000 L à 40 ^{o}C, bien que le réservoir de 5000 L contienne beaucoup plus d'énergie. Dans ce raisonnement, on ne tient pas compte du fait qu'un réservoir plus gros avec la même épaisseur d'isolant perdra aussi plus d'énergie.

La figure 3.6.4 montre une variation typique de la fraction solaire en fonction du volume de stockage pour un chauffe-eau solaire. On notera qu'il est moins dangereux d'installer un réservoir trop grand plutôt que trop petit si l'on ne connaît pas exactement la taille optimale.

Le choix du capteur approprié est un élément important dans la conception d'un système thermiquement efficace. Dans la section 3.2, on a examiné l'importance du choix d'un capteur qui

aura un bon rendement dans la gamme de valeurs du paramètre $(T_{f,i} - T_a)/I$ dans laquelle il fonctionnera. Un capteur en plastique sans vitrage peut avoir un meilleur rendement qu'un capteur à tubes sous vide pour le préchauffage de l'eau d'un puits en été (en plus d'être moins coûteux).

Avec les systèmes solaires, on a souvent essayé de faire varier le débit à travers les capteurs. Dans certaines circonstances, le principe correctement appliqué pourrait permettre d'améliorer la performance thermique. Cependant, en général, c'est là une idée fausse. Le liquide sort des capteurs à une température plus élevée mais la valeur de F_R est plus basse et le rendement du capteur diminue; par conséquent, le système fournit moins d'énergie.

Finalement, nous mentionnerons les dispositifs de réglage. Les systèmes solaires recueillent de l'énergie seulement lorsqu'ils fonctionnent, de telle sorte que le concepteur doit s'assurer que son système fonctionne dès que l'on peut recueillir de l'énergie. Ce n'est pas tâche facile. On doit s'assurer que le système ne fonctionne pas lorsqu'il perdrait de l'énergie et qu'il ne soit pas soumis à une haute fréquence d'interruption et de mise en marche.

3.8 FACTEURS ÉCONOMIQUES

La présente section couvre les sujets traités au chapitre 11 de Duffie and Beckman. Cependant, la démarche adoptée est celle de "Design of Thermal Systems" par W.F. Stoecker, McGraw-Hill, 1971.

Le problème fondamental, en ce qui concerne l'aspect économique de l'énergie solaire (problème que l'on retrouve dès qu'il s'agit de concevoir un système pour lequel des investissements immédiats sont susceptibles de réduire les coûts d'exploitation futurs) est de comparer les dépenses et les revenus à différents moments. Ce problème se pose tout particulièrement en période d'inflation.

Pour trouver la valeur actualisée d'un paiement effectué n années plus tard, on multiplie le montant du paiement par le facteur d'actualisation (P.W.F.),

$$P.W.F. = \frac{1}{(1+y)^n} \qquad \text{(Eq. 3.7.1)}$$

où y est le taux d'intérêt. De même, on peut prévoir la valeur n années plus tard d'un investissement effectué aujourd'hui en divisant le montant de l'investissement par PWF.

Si on doit effectuer une série de paiements annuels au cours des n années à venir, on peut trouver la valeur actualisée en multipliant le paiement annuel par le facteur d'actualisation pour une série de paiements (SPWF),

$$SPWF = \frac{1 - (1+y)^{-n}}{y} \qquad \text{(Eq. 3.7.2)}$$

De même, en divisant le montant d'une dette encourue aujourd'hui par SPWF, on peut déterminer le montant des paiements annuels nécessaires pour payer cette dette en n années.

Si l'on doit calculer la valeur actualisée d'une économie d'énergie valant $1.00 cette année et qui se maintiendra pendant n années, il faut tenir compte à la fois de

l'inflation et du taux d'intérêt. Pour ce faire, on peut définir y comme étant le taux d'intérêt réel

$$y = \frac{i - x}{1 + x} \qquad \text{(Eq. 3.7.3)}$$

où i est le taux d'intérêt nominal et x est le taux d'inflation pour l'article en question (ici, le combustible). Cette expression et les équations définissant PWF et SPWF sont valides pour $n<i$ et pour $n>i$, mais si $y = 0$, on doit remplacer l'équation 3.7.2 par SPWF = n.

Exemple

On prévoit qu'un système solaire coûtant $100 000 durera 20 ans et nécessitera des travaux d'entretien majeurs après 10 ans. Ces travaux coûteraient $10 000 aujourd'hui et ce coût augmentera au taux de 6 %. Le coût annuel de l'entretien est de $500, avec un taux d'inflation de 6 %. Le système permet d'économiser $6 870 par année en mazout, avec un taux d'inflation de 8 %. Le taux d'escompte est de 10 %. Ce système est-il un bon investissement?

Valeurs actualisées:

1. Travaux d'entretien majeurs

$P.V._{mm} = 10\,000 \times PWF_{mm}$

$$Y_{mm} = \frac{i - x}{1 + x} = \frac{0.1 - 0.06}{1.06} = 0.0377$$

$$PWF_{mm} = \frac{1}{(1-y)^n} = \frac{1}{(1.0377)^{10}} = 0.6907$$

$\therefore P.V._{mm} = 10\,000 \times 0.6907 = \$6907.00$

2. Travaux d'entretien mineurs

$P.V._{a.m.} = \$500 \times SPWF$

$y_{a.m.} = 0.0377$

$\therefore SPWF_{a.m.} = \frac{1 - (1+y)^{-n}}{y}$

$= \frac{1 - (1.0377)^{-20}}{0.0377}$

$= 13.8714$

$\therefore P.V._{a.m.} = \$500 \times 13.8714$

$= \$6936$

$\therefore P.V._{coûts} = \$100\ 000 + \$6907 + \$6936$

$= \$113,843$

3. Economies de combustible

$P.V._{f.s.} = 6870 \times SPWF$

$Y_{f.s.} = \frac{0.1 - 0.08}{1.08} = 0.0185$

$\therefore SPWF_{f.s.} = \frac{1 - (1.0185)^{-20}}{0.0185}$

$= 16.5876$

$\therefore P.V._{f.s.} = \$6870 \times 16.5876$

$= \$113,957$

$\therefore P.V._{f.s.}$ $P.V._{coûts}$ et le système est un bon investissement.

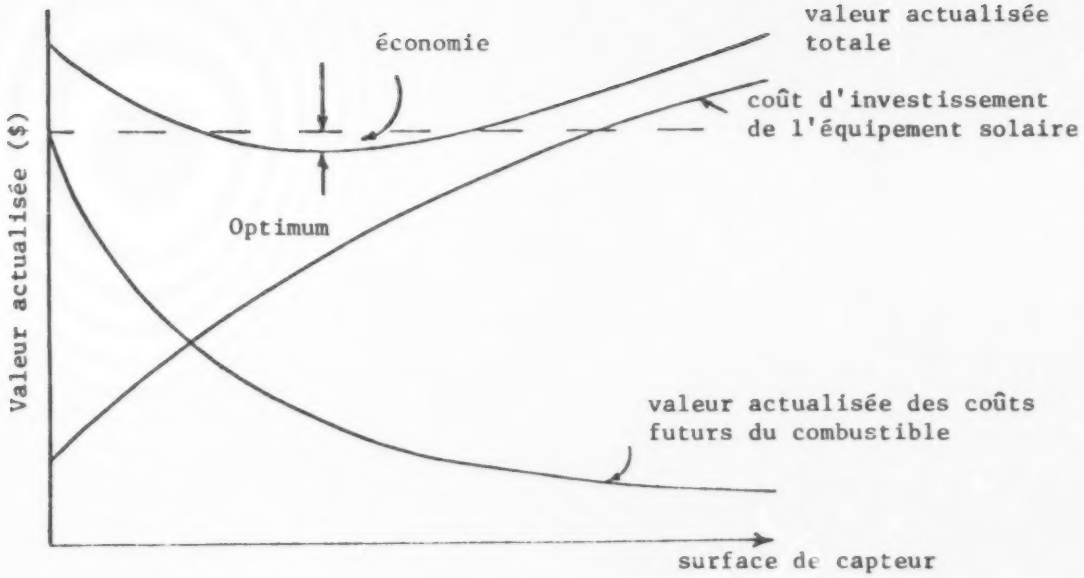
Exercice

Le mazout coûte 12¢/L (39 000 kJ/L), avec un taux d'inflation de 14 % par an. Un chauffe-eau solaire produira 1000 MJ/jour de chaleur. Son entretien coûte 100$/an, avec un taux d'inflation de 8 %. La valeur de récupération du chauffe-eau solaire sera de 10 000 $ dans 20 ans. (On a tenu compte de l'inflation dans le calcul de cette valeur de telle sorte qu'il s'agit ici de dollars 2001 et non de dollars 1981.) Le rende-

ment du système d'appoint au mazout est de 60 %. Le taux d'intérêt est de 11 %. Combien pouvez-vous payer pour le système solaire?

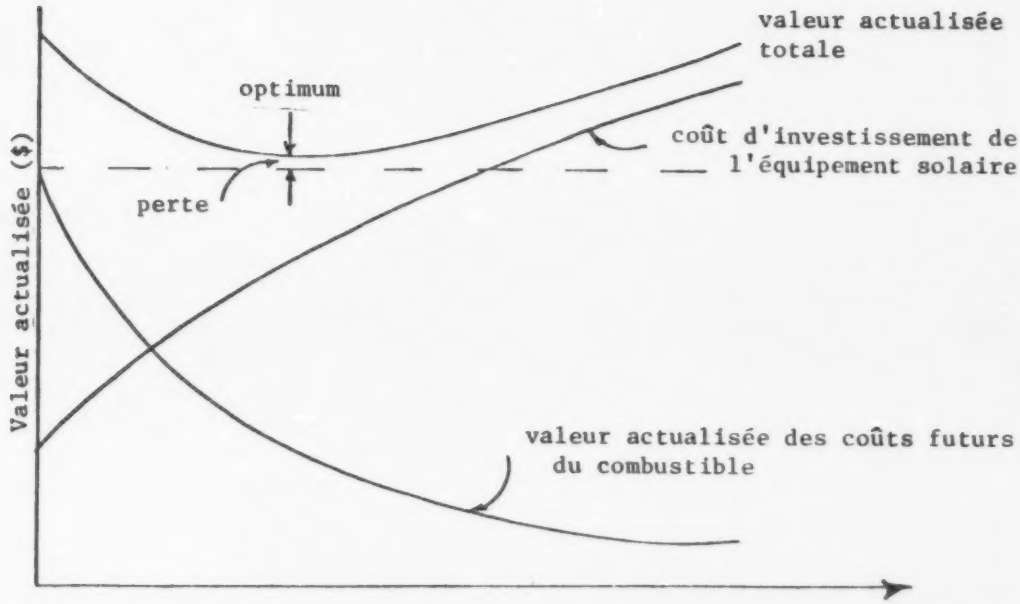
La figure 3.7.1 montre un graphique d'optimisation économique classique. La somme de la valeur actualisée des dépenses futures en combustible et du coût d'investissement du système donne une courbe qui présente un minimum pour une surface de capteur donnée. La valeur est inférieure à la valeur actualisée des dépenses en combustible sans système solaire, de telle sorte qu'il est évident que la surface de capteur correspondant au minimum de la courbe est la surface qu'il convient d'installer.

Une autre courbe d'optimisation économique possible est illustrée à la figure 3.7.2. Dans ce cas, même la taille optimale du système solaire se traduit par une valeur actualisée des coûts totaux supérieure à ce qu'elle serait sans système solaire. S'il y a des raisons non économiques pour construire un système solaire, le point optimal aide encore à déterminer la meilleure taille du système. Cependant, lorsque la pente (positive) de la courbe du coût d'investissement du système solaire est toujours plus grande que la pente (négative) de la courbe de la valeur actualisée des coûts du combustible, il n'y a pas d'optimum. Dans ce cas, le concepteur qui doit construire un système solaire pour des raisons autres qu'économiques devra aussi utiliser une approche non économique pour déterminer la taille du système.



Optimisation économique

FIGURE 3.7.1



Optimisation économique

FIGURE 3.7.2

3.9 SYNTHESE DES FACTEURS THERMIQUES ET ECONOMIQUES: CONCEPTION D'UN SYSTEME

Le problème, lorsqu'on applique cette méthode à la conception des systèmes solaires, est que les coûts de conception sont inclus dans l'équation d'optimisation. Les systèmes solaires importants sont des conceptions uniques et l'on peut seulement consacrer des ressources limitées à leur optimisation avant que les coûts de la conception commencent à l'emporter sur les économies réalisées. Mêmes les chauffe-eau solaires domestiques ne sont pas vendus en assez grande quantité pour justifier des dépenses importantes pour leur optimisation.

Dans l'impossibilité d'effectuer une analyse détaillée de la rentabilité, l'ingénieur devra se fier à son jugement et à son expérience pour concevoir les systèmes solaires les plus économiques possibles. De nombreux facteurs qui rendent un système plus économique sont liés au site, de telle sorte qu'une bonne conception devient plus une question de reconnaître les bonnes applications et les bons sites que d'ajuster des systèmes à des sites prédéterminés. Voici quelques-uns des facteurs importants relatifs au site:

a) un toit existant ou une autre structure avec la bonne pente et la bonne orientation, pour économiser le coût d'un support;

b) un espace suffisant pour l'équipement mécanique, proche du réseau de capteurs et facilement accessible;

c) un point de consommation proche de la pièce dans laquelle le système solaire sera installé;

d) pas d'ombre due à des constructions adjacentes, et une faible probabilité de constructions futures;

e) un bâtiment et une charge dont les durées de vie prévues sont supérieures à la durée de vie prévue du système solaire;

f) une faible probabilité de vendalisme;

g) la disponibilité de personnel pour l'entretien; et

h) l'existence de plusieurs compteurs pour mesurer la charge à satisfaire, ce qui facilite l'évaluation de la taille du système et diminue le coût du monitorage futur de la performance.

En ce qui concerne la charge elle même, voici quelques-uns des facteurs importants:

a) une charge à basse température (on notera que l'eau d'alimentation de la chaudière de préchauffage peut être une charge à basse température. La température requise est moins importante que la température à l'entrée).

b) une charge importante, qui permet des économies d'échelle et qui permet aussi de maintenir basse la température moyenne du système,

c) une bonne variation dans le temps de la charge. (La meilleure variation serait celle qui suit la variation de l'ensoleillement, à la fois au cours de la journée et au cours de l'année. La plus mauvaise serait une variation concentrée en hiver et pendant la nuit, comme dans le cas du chauffage des locaux),

d) une demande qui est actuellement satisfaite par un combustible coûteux pour lequel il n'y a pas de possibilité de remplacement immédiat.

Supposons que les caractéristiques du site et de la charge soient favorables. Il reste à l'ingénieur à appliquer les principes d'une bonne performance thermique examinés à la section 3.6 et à concevoir le système le moins coûteux possible qui réponde aux objectifs de conception énoncés dans la section 3.2. Il reste enfin deux principes que le concepteur doit garder présents à l'esprit. Premièrement, une grande fraction solaire n'est pas synonyme de rentabilité. Par exemple, il peut très bien être préférable d'utiliser le système électrique d'appoint pour chauffer l'eau en hiver à la place du chauffage solaire et d'éviter ainsi le coût d'un circuit séparé de transfert de la chaleur avec protection contre le gel. Deuxièmement, l'objectif du programme A.U.E.S. est de favoriser le développement d'une industrie de l'équipement solaire, non pas d'une industrie de la plomberie.

Le choix des investissements en matière d'équipement devrait donc favoriser le secteur des capteurs solaires plutôt que le secteur de l'équipement connexe.

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre		Page
4	TECHNIQUES DE SIMULATION	122
	4.1 LE PROGRAMME TRNSYS	122
	4.1.1 Avantages de TRNSYS	124
	4.1.2 Inconvénients de TRNSYS	125
	4.2 LE PROGRAMME FCHART	126
	4.2.1 Facteur d'utilisation FCHART	128
	4.2.2 Résultats de FCHART	130
	4.3 LE PROGRAMME WATSUN	131
	4.4 LE PROGRAMME ENERPUB	133
	4.5 LE PROGRAMME VENTAIR-2	134
	4.6 ASTEPI	136
	4.7 LE PROGRAMME BLAST	139

FIGURES

Figure		Page
4.2.1	PROFIL QUOTIDIEN DE DÉBIT MASSIQUE	129
4.6.1	SYSTÈMES ASTEPI FONDAMENTAUX	138

TABLEAUX

Tableau		Page
4.2.1	DOMAINE DE VARIATION DES PARAMÈTRES DE CONCEPTION UTILISÉS POUR L'ÉLABORATION DE FCHART	127

CHAPITRE 4

TECHNIQUES DE SIMULATION

Il existe plusieurs programmes informatisés pour faciliter l'analyse et la conception des systèmes solaires. Deux des programmes les plus couramment utilisés sont FCHART et TRNSYS. FCHART est basé sur une corrélation des résultats des simulations annuelles heure par heure effectuées avec TRNSYS. D'autres programmes couramment utilisés sont WATSUN, DOE-2, BLAST, ENERPUB, VENTAIR et ASTEPI.

4.1 LE PROGRAMME TRNSYS

TRNSYS est un programme de simulation de système transitoire qui a été mis au point pour le University of Wisconsin Solar Energy Laboratory. On s'est ensuite servi de TRNSYS pour élaborer le programme FCHART, moins souple mais beaucoup plus facile à utiliser. FCHART est utilisé pour l'analyse et la conception de systèmes solaires actifs et de systèmes de chauffage avec pompe à chaleur. C'est un programme interactif autoexplicatif qui permet à l'utilisateur de décrire rapidement le système et qui fournit un tableau de résultats directement utilisable.

En comparaison, TRNSYS nécessite une certaine connaissance de la programmation. TRNSYS peut simuler presque tous les systèmes thermiques solaires. Un système consiste en un ensemble

d'éléments interconnectés. Le programme spécifie quels éléments composent le système et la façon dont ils sont interconnectés. Pour la simulation de la plupart des systèmes décrits de cette façon, on peut utiliser les éléments trouvés dans la bibliothèque TRNSYS. Cependant, il est possible aussi de modéliser d'autres éléments en écrivant des sous-programmes en Fortran. La bibliothèque TRNSYS comprend les programmes suivants: lecteur de données; traitement des données relatives au rayonnement solaire; algorithme de l'ombre; capteur plan; capteur parabolique à concentration; mur massif; fenêtre à gain direct; conduites et tuyaux; pompe/ventilateur; dérivateur d'écoulement/soupape de mélange/pièce en T; contrôleur avec hystérésis; thermostat à trois voies; soupape de sûreté; échangeur de chaleur; réservoir de stockage; couche de pierres; pompe à chaleur; conditionneur d'air par absorption; chauffage auxiliaire; sous-système capteur à liquide-stockage; sous-système capteur à air-stockage; sous-système chauffe-eau domestique; demande énergétique (degré-heure) pour le chauffage ou le refroidissement des locaux; générateur de fonctions cycliques dépendant du temps; opérations algébriques; intégrateur de quantités; impression; traçage de courbes, traçage de courbes de distribution du temps et de la fréquence; résumé de la simulation et modèles de transfert par les murs, par le toit et le grenier, par le sous-sol et dans la pièce.

Avec le programme TRNSYS, le programmeur doit aussi choisir le format et le contenu des données de sortie, tandis que FCHART est programmé pour fournir des valeurs mensuelles de la

performance d'un système sur toute l'année. Cependant, TRNSYS peut simuler le système pour n'importe quelle période désirée avec n'importe quel pas de temps. Par exemple, on peut simuler le système heure par heure pendant un jour, jour par jour pendant un mois, semaine par semaine pendant une année, etc.

4.1.1 Avantages de TRNSYS

1. Le programmeur peut choisir le contenu et le format des résultats de la simulation.

2. Le programmeur peut choisir le pas de temps et la longueur de la simulation.

3. Le système modulaire de TRNSYS permet une simulation facile. Tout le problème de la simulation se réduit à l'identification de tous les éléments et à la formulation d'une description mathématique générale de chacun de ces éléments.

4. Avec le système modulaire de TRNSYS, de nombreux éléments sont communs à différents systèmes et peuvent ainsi être utilisés avec peu ou pas du tout de modifications.

5. TRNSYS permet de simuler des systèmes transitoires de façon très détaillée.

4.1.2 Inconvénients de TRNSYS

1. L'apprentissage du programme TRNSYS est long. La période d'apprentissage peut être cinq à dix fois plus longue qu'avec FCHART.

2. L'exploitation de TRNSYS est très coûteuse si l'on compare avec d'autres programmes disponibles comme FCHART. Par exemple, des simulations annuelles identiques d'un chauffe-eau solaire coûtent généralement plus de 30 $ avec TRNSYS et moins de 1.00 $ avec FCHART. Des recherches menées au University of Wisconsin Solar Energy Laboratory montrent une très bonne corrélation entre les résultats de FCHART et TRNSYS, avec un écart généralement inférieur à quelques pourcents.

3. Les modèles ou les sous-programmes des éléments qui ne se trouvent pas dans la bibliothèque TRNSYS sont difficiles à programmer et nécessitent un temps d'ordinateur relativement long. Les sous-systèmes compacts trouvés dans la bibliothèque TRNSYS sont très efficaces et consomment donc moins de temps d'ordinateur. Le résultat relatif au chauffe-eau solaire susmentionné était basé sur le sous-système "chauffe-eau solaire" TRNSYS. On a fait un nouvel essai en utilisant des sous-programmes séparés pour

le réservoir de stockage et le chauffage auxiliaire, pour un coût légèrement supérieur à 50 $.

4.2 LE PROGRAMME FCHART

Ce programme de simulation est la corrélation des résultats de plusieurs centaines de simulations de performance thermique effectuées avec TRNSYS. Ces simulations ont été effectuées pour une gamme de paramètres que l'on trouve dans les systèmes réels. Le paramètre de conception le plus important est la superficie du capteur. Parmi les autres paramètres variables on trouve le type de capteur, la capacité de stockage, les débits des fluides, l'importance de la demande et la taille de l'échangeur de chaleur. Les domaines de variation des paramètres de conception utilisés dans l'élaboration de FCHART sont donnés au Tableau 4.2.1.

Le programme de simulation FCHART peut être utilisé pour trois configurations de base: systèmes à liquide et à air pour le chauffage des locaux et de l'eau et systèmes pour le chauffage de l'eau sanitaire seulement. FCHART calcule la performance mensuelle du système à partir des paramètres d'entrée et de moyennes à long terme de données météorologiques mensuelles.

FCHART est basé sur les hypothèses suivantes:

1. Il y a mélange parfait dans tous les réservoirs de stockage de liquide.

TABLEAU 4.2.1

DOMAINE DE VARIATION DES PARAMÈTRES
DE CONCEPTION UTILISÉS POUR L'ÉLABORATION
DE FCHART

$0.6 \leq (\tau\alpha)_n \leq 0.9$

$5 \leq F'_R A \leq 120\ m^2$

$2.1 \leq U_L \leq 8.3\ W/m^2C$

$30 \leq \beta \leq 90$ deg.

$83 \leq (UA)_h \leq 667\ W/m^2C$

2. Pour trouver la demande en eau chaude dans le cas d'un chauffe-eau, on normalise le profil d'écoulement massique quotidien élaboré lors d'une étude de Rand Corporation et l'on applique le résultat à la demande massique quotidienne spécifiée par l'utilisateur (voir figure 4.2.1).

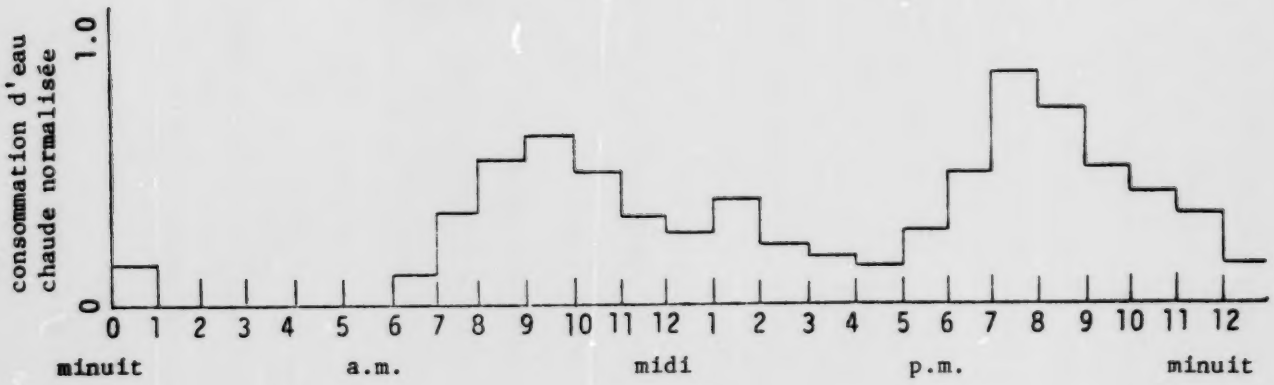
3. La courbe de rendement des capteurs est une ligne droite.

4. Le rayonnement solaire est symétrique par rapport au midi solaire.

5. Les systèmes sont bien conçus et bien construits, la distribution de l'écoulement est uniforme, le débit correspond aux données de performance du capteur et les systèmes sont identiques aux modèles informatisés.

4.2.1 Facteur d'utilisation FCHART

Le facteur d'utilisation est défini comme étant la fraction du rayonnement solaire incident qui peut être convertie en chaleur utile par un capteur pour lequel $F_R \tau\alpha = 0,9$ et la différence entre la température à l'entrée et la température ambiante est constante. FCHART utilise le facteur d'utilisation mensuel moyen comme un paramètre dans la conception de systèmes à liquide pour le chauffage des locaux et pour le chauffage combiné des locaux et de l'eau.



Profil quotidien de débit massique

FIGURE 4.2.1

FCHART utilise les deux corrélations suivantes pour le facteur d'utilisation. Pour les capteurs plans le facteur d'utilisation est défini comme étant la fraction de rayonnement, au-dessus d'un niveau critique fixe, qui tombe sur une surface de capteur. On trouve ce niveau critique en attribuant une valeur nulle à la production utile du capteur (Q_u) dans l'équation suivante,

$$Q_u = A_c F_R \left[I_t (\tau\alpha) - U_L (T_i - T_a) \right].$$ Pour les capteurs à concentration, le facteur d'utilisation est défini comme étant la fraction de rayonnement, au-dessus du niveau critique fixe, qui tombe sur une surface de capteur pendant la période où le capteur fonctionne.

4.2.2 Résultats de FCHART

Les résultats de la simulation avec FCHART consistent en une évaluation de la performance thermique du système, un résumé de l'énergie achetée et, éventuellement, une analyse du fonctionnement du système pendant sa durée de vie. Ces résultats dépendent du type de système choisi, des éléments choisis et des valeurs des paramètres utilisés. Une fois le système proposé conçu et les données d'entrée choisies, le système peut être simulé.

La performance mensuelle du système est évaluée à partir des caractéristiques de l'équipement qui ont été introduites et de la moyenne à long terme des données météorologiques enregistrées. FCHART est un très bon outil pour la prévision à long terme de la performance du système solaire.

L'analyse économique d'un système peut être faite à la main ou obtenue à partir des résultats de FCHART. L'utilisation de l'analyse économique de FCHART dépendra des besoins de l'utilisateur. S'il est seulement intéressé par la période de remboursement, il n'est pas nécessaire de simuler l'analyse économique avec FCHART. Cependant, s'il désire une analyse plus détaillée, incluant des corrections pour la dépréciation, les taux d'intérêt et l'inflation, il faudra effectuer une simulation avec FCHART.

L'analyse par FCHART du coût du système sur sa durée de vie se fait à trois niveaux, suivant les exigences de l'utilisateur. FCHART peut aussi comparer les coûts de deux systèmes. Chaque comparaison peut se faire à deux niveaux de complexité. On trouvera une explication détaillée de l'analyse économique dans le manuel de l'utilisateur.

4.3 LE PROGRAMME WATSUN

WATSUN est une série de programmes informatisés généraux élaborés à l'Université de Waterloo. Le but de ces programmes est d'aider le concepteur dans son étude des chauffe-eau domestiques solaires et des systèmes de chauffage des locaux. WATSUN utilise un grand nombre d'algorithmes employés dans les programmes TRNSYS et FCHART. Comme FCHART, WATSUN utilise des configurations globales du système plutôt que les modèles modulaires de TRNSYS. WATSUN utilise les données météorologiques réelles pour simuler le fonctionnement du système heure par heure.

Comme avec TRNSYS, l'utilisateur peut fixer le jour de départ, la longueur de la période de simulation et le pas de temps pour les résultats. Cependant, certaines hypothèses du programme WATSUN peuvent rendre la validité des simulations à court terme (moins de quelques semaines) discutable. De plus, en ce qui concerne l'analyse économique, WATSUN se base sur une année pour prévoir la performance économique du système sur toute sa durée de vie. Par conséquent, l'analyse économique est obtenue seulement pour des simulations d'une durée d'un an exactement.

WATSUN nécessite des données d'entrée légèrement plus détaillées que FCHART. WATSUN peut modifier les profils horaires et quotidiens de consommation d'eau chaude domestique. WATSUN peut aussi simuler des systèmes identiques en faisant varier un paramètre par incréments. WATSUN simulera le fonctionnement du système pour une surface donnée de capteur et un rapport donné entre le volume de stockage et la surface du capteur. Sur demande, la surface du capteur est alors augmentée (le rapport entre le volume de stockage et la surface du capteur restant constant) et la simulation est répétée. Ce cycle se poursuit jusqu'à ce que la surface maximale du capteur soit simulée. On fixe alors la surface du capteur à sa valeur initiale et le cycle est répété en faisant varier le rapport entre le volume de stockage et la surface du capteur. Le cycle se termine par la simulation de la combinaison surface maximale - rapport volume/ surface maximum.

4.4 LE PROGRAMME ENERPUB

Le programme ENERPUB, élaboré par Enermodal Engineering Limited pour Travaux Publics Canada, peut être utilisé pour simuler la performance de systèmes solaires à liquide avec stockage saisonnier ou à court terme pour le chauffage des locaux, avec ou sans pompe à chaleur. Le programme peut aussi simuler la performance d'un système de chauffage solaire utilisé pour chauffer le mazout dans une cuve à mazout. ENERPUB ne convient pas pour la simulation des chauffe-eau domestiques à cause des contraintes imposées par les modèles d'échangeur de chaleur.

Le programme ENERPUB présente de nombreux avantages par rapport à d'autres programmes de simulation. Les calculs de performance étant effectués pour chaque heure simulée, les résultats du programme sont potentiellement plus précis que ceux de programmes utilisant un calcul mensuel, comme FCHART. De plus, le programme ENERPUB peut simuler une plus grande gamme de paramètres que des programmes limités par des équations de corrélation moyenne mensuelle. Plusieurs des modèles de ENERPUB ont été adaptés pour WATSUN (WATSUN est un programme de simulation horaire élaboré par l'Université de Waterloo). ENERPUB présente plusieurs améliorations par rapport au programme WATSUN de chauffage des locaux:

1) Modèle de réservoir avec stratification pour un stockage saisonnier ou à court terme.

2) Quatre emplacements possibles pour la pompe à chaleur.

3) Inclusion de la perte thermique du réservoir de stockage vers le bâtiment, l'extérieur ou le sol.

4) Inclusion de la perte thermique des conduites du capteur et du réservoir de stockage vers le bâtiment, l'extérieur ou le sol.

Le programme ENERPUB donne des résultats détaillés et précis pour le stockage saisonnier ou à court terme en milieu liquide pourvu que des valeurs raisonnables de tous les paramètres du système soient introduites. Tous les utilisateurs devraient lire et comprendre le présent manuel avant d'utiliser le programme.

4.5 LE PROGRAMME VENTAIR-2

Le programme VENTAIR-2 a été élaboré par Enermodal Engineering Limited pour Travaux Publics Canada. Il simule la performance de capteurs à air utilisés pour le préchauffage d'air industriel ou d'air d'aération dans un bâtiment. Le programme accepte les données de tous les capteurs à air approuvés par le programme AUES (Amherst 200, Solartech Solair, et Watershed A100) et de tout autre capteur plan à air installé en parallèle.

VENTAIR-2 est le seul programme capable de simuler le préchauffage d'air industriel ou d'aération. Les calculs de performance utilisent un pas de temps d'une heure pour assurer une précision maximale. Cependant, il y a une restriction importante: la demande d'air doit être constante pendant l'heure.

Par exemple, le programme VENTAIR-2 ne s'applique pas à un système d'aération de salle de bain fonctionnant à partir d'un interrupteur de lumière ou d'une minuterie.

Le programme VENTAIR-2 estimera avec précision le rendement thermique des systèmes solaires de préchauffage de l'air industriel ou d'aération dans la mesure où l'utilisateur fournira les paramètres du système dans les limites du programme.

Dans de nombreux bâtiments, un taux élevé de remplacement d'air est nécessaire pour la santé des occupants ou le fonctionnement correct de l'équipement. Parmi ces bâtiments, on trouve les hôpitaux, les garages, les piscines intérieures et les cuisines commerciales. Les volumes d'air à remplacer sont souvent assez grands (6 changements/heure) et de grandes quantités correspondantes d'énergie sont nécessaires pour amener la température de l'air à la température du bâtiment. Généralement, on se sert de systèmes de chauffage à résistance électrique ou avec serpentins à vapeur pour chauffer cet air.

Pour réduire la consommation d'énergie, on peut utiliser un dispositif de récupération de la chaleur qui transfèrera une partie de la chaleur provenant de l'air évacué à l'air frais. Cependant, les dispositifs de récupération de la chaleur présentent plusieurs inconvénients. L'accumulation de givre lorsque la température est inférieure au point de congélation et l'entartrage par la graisse provenant des cuisines peuvent endommager l'équipement. De plus, des modifications sont nécessaires si l'air

évacué contient des produits chimiques toxiques. L'installation de cet équipement peut être coûteuse dans les situations où l'on modifie l'équipement existant si l'on doit ajouter des conduites pour le retour de l'air.

L'emploi de capteurs solaires à air pour préchauffer l'air d'aération a été présenté comme une méthode viable de remplacement de l'équipement de récupération de la chaleur dans de nombreuses applications. Avant de décider d'utiliser ce type de systèmes, il est nécessaire d'évaluer la performance thermique annuelle. Le programme VENTAIR-2 a été spécialement conçu pour aider le concepteur à évaluer la performance de systèmes solaires de préchauffage de l'air d'aération.

De nombeux procédés industriels nécessitent de grands volumes d'air pour le séchage ou le chauffage. C'est le cas, par exemple, pour le séchage de la peinture, le séchage des aliments, le préchauffage de l'air de combustion et la stérilisation et le séchage des bouteilles et des canettes. On peut aussi utiliser le programme VENTAIR-2 pour simuler le préchauffage solaire dans ces procédés dans la mesure où l'écoulement d'air est constant pendant chaque heure. Le programme VENTAIR-2 ne convient pas si le débit dépend de l'humidité relative ou de la température ambiante.

4.6 ASTEPI

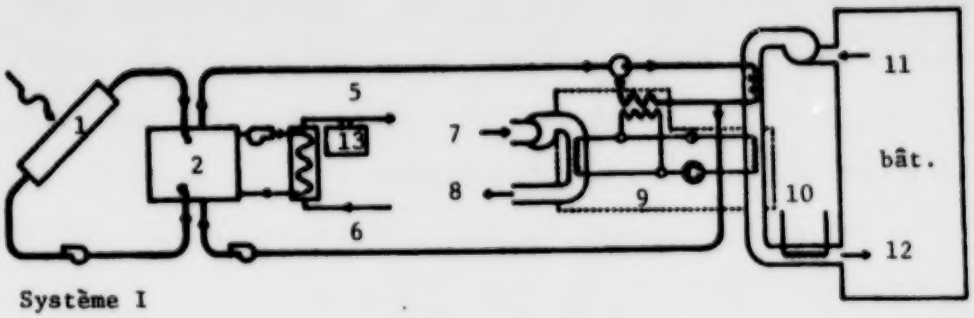
ASTEPI (Programme de stockage annuel de l'énergie solaire) est un programme écrit en PL/1 qui a été conçu à

l'Université de Toronto. Il simule la performance horaire de systèmes de chauffage solaires pour le chauffage des locaux et le chauffage de l'eau sanitaire. Bien qu'il soit surtout conçu pour simuler les systèmes de stockage saisonniers, il permet aussi de simuler des systèmes avec stockage à court terme ainsi que des systèmes combinant le stockage saisonnier et le stockage à court terme.

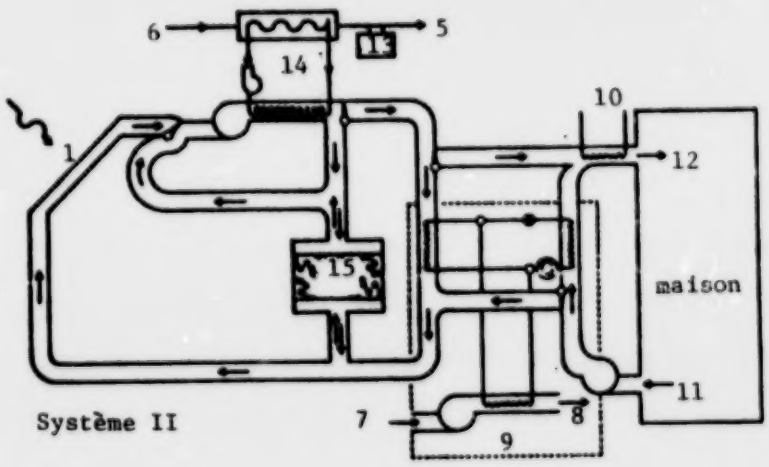
ASTEPI est conçu pour utiliser la nouvelle base élargie de données sur le rayonnement solaire du Service canadien de l'environnement atmosphérique.

La simulation se fait avec un pas de une heure, en supposant que, pendant chaque heure, les données météorologiques (la température du thermomètre sec à l'extérieur et l'ensoleillement) et les autres paramètres (par exemple, la température de stockage de l'eau chaude, la demande énergétique du bâtiment) ne varient pas. De cette façon, on réduit les équations différentielles dépendant du temps associées à la performance thermique du système à de simples équations algébriques que l'on peut résoudre directement.

Bien que, dans les grands réservoirs de stockage utilisés pour le stockage annuel, il y ait peu de variations de température au cours d'une journée, encore moins au cours d'une heure, il y a des avantages à faire des calculs horaires plutôt que quotidiens. En effet, le calcul de l'énegie solaire recueillie est alors plus précis. On utilise des données expérimentales de performance du capteur (pente, ordonnée à l'origine

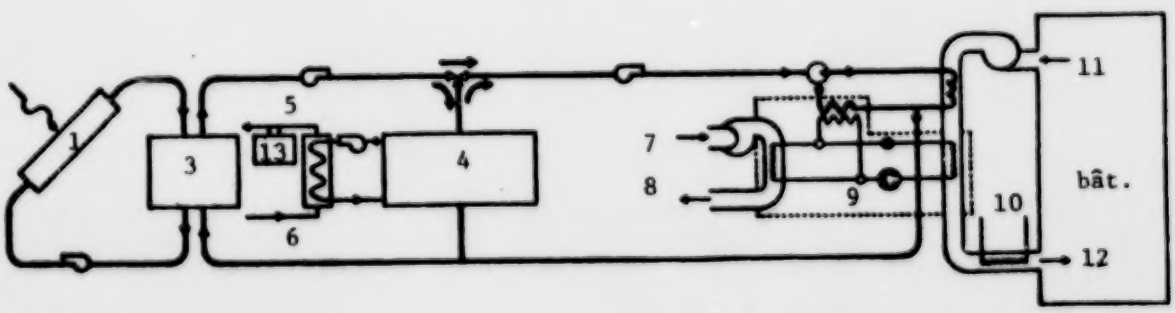


Système I



Système II

1. capteur
2. réservoir de stockage
3. réservoir de stockage à court terme
4. réservoir de stockage annuel
5. vers le chauffe-eau
6. réseau public
7. air ambiant
8. air
9. pompe à chaleur
10. chauffage auxiliaire
11. air remis en circulation
12. air conditionné
13. auxiliaire
14. eau chaude sanitaire
15. pierres



Système III

Systèmes ASTEPI fondamentaux

FIGURE 4.6.1

de la courbe de rendement) basées sur la température du fluide à l'entrée du capteur pour modéliser la performance du capteur.

Pour évaluer les pertes thermiques dans le réservoir de stockage, on utilise des données basées sur des calculs détaillés du transfert de chaleur par conduction dans le sol pour des réservoirs cylindriques enterrés. Ces données sont introduites dans un modèle généralisé de résistance thermique efficace.

ASTEPI est conçu pour simuler un certain nombre de cas en un seul essai, ce qui permet à l'opérateur d'examiner les effets du changement d'un ou de plusieurs paramètres.

4.7 LE PROGRAMME BLAST

Le programme BLAST (Building Loads Analysis and System Thermodynamics) a été conçu par le U.S. Army Construction Engineering Research Laboratory sous le parrainage d'Air Force Engineering and Services Center, de la Tyndall Force Base (FL.) et du Department of the Army, Office of the Chief of Engineers, Washington, D.C. BLAST est une série de sous-programmes utilisés pour prévoir la consommation d'énergie ainsi que la performance et le coût de systèmes énergétiques dans les bâtiments. BLAST est un programme très détaillé qui simule les consommations horaires pour le chauffage et le refroidissement des locaux, la performance horaire des ventilateurs, la performance horaire des centrales classiques de chauffage et de refroidissement, la performance totale des centrales énergétiques et des systèmes solaires, et les coûts pendant toute la durée de vie.

On peut utiliser BLAST pour des bâtiments existants et pour de nouvelles constructions. Pendant la phase préliminaire de conception des nouveaux bâtiments, on peut l'utiliser pour des analyses coûts-bénéfices de diverses conceptions possibles en fonction de l'emplacement, de l'orientation du bâtiment, de sa taille, de sa forme et du fenêtrage. On peut aussi l'utiliser pour définir de meilleurs modes d'exploitation et pour déterminer la taille de l'équipement de conditionnement d'air. Avec les bâtiments existants, on peut utiliser BLAST pour évaluer des changements apportés au mode d'exploitation.

BLAST peut simuler des capteurs solaires ainsi que des systèmes passifs tels que les murs Trombe et les isolants amovibles. BLAST n'est normalement pas utilisé pour simuler la performance d'un système solaire mais on l'utilise pour ccmparer la performance d'un système solaire et celle d'un système de conditionnement d'air classique. On trouvera plus de détails dans le manuel de l'utilisateur du programme BLAST.

Travaux publics Canada
Public Works Canada

Bureau des programmes solaires
Solar Programs Office

Travaux publics Canada
Bureau des programmes solaires

MANUEL DU COURS DE CONCEPTION DES SYSTÈMES SOLAIRES

PARTIE III: SUJETS SPÉCIALISÉS (Aspects pratiques)

Juin 1983

Renseignements:

R. Culham
Transfert technologique
Bureau des programmes solaires
Immeuble Sir Charles Tupper
Confederation Heights
Ottawa K1A 0M2

(613) 998-3641

Le présent document n'est pas une publication ministérielle. Ne pas le mentionner en tant que référence ou catalogue en bibliothèque.

Ce cours a été préparé par

Buchan, Lawton, Parent Ltd.

Ottawa (Ontario)

N^{O} de contrat: 330-422-6

pour le Bureau des programmes solaires

de Travaux publics Canada

TABLE DES MATIÈRES

1. Évaluation des possibilités d'application de systèmes à énergie solaire 1

A. Évaluation de la charge 2

B. Interface avec l'immeuble 6

1. Espace requis pour les capteurs, échangeurs thermiques, unité de stockage, etc. 6

2. Considérations relative à la structure pour les capteurs montés sur un toit 11

C. Entretien 16

2. Conception pratique 18

A. Évaluation de la charge 18

B. Types de systèmes 21

C. Installation des capteurs 25

1. Types d'installation 25

2. Pente des tuyaux 37

D. Systèmes à air 38

1. Aspects pratiques de l'étanchéité des capteurs, des conduits et des registres 38

E. Choix des composantes - Systèmes à liquide 41

1. Échangeurs de chaleur 41

2. Tuyauterie 45

3. Types de tuyaux 49

4. Interconnexion de capteurs 54

5. Pénétration dans l'enveloppe d'un immeuble 58

6. Tuyaux souterrains 60

7. Besoins d'isolation 64

8. Pompes 72

F. Méthodes et compromis techniques concernant les systèmes de commande 72

G. Exigences relatives à la mise en service 80

H. Contrôle opérationnel 87

ANNEXE A 95

1. ÉVALUATION DES POSSIBILITÉS D'APPLICATIONS DE SYSTÈMES À ÉNERGIE SOLAIRE

Une bonne part du succès d'un système de chauffage solaire repose sur l'étude de faisabilité initiale. L'étude de faisabilité d'un projet de système solaire doit porter sur un certain nombre d'éléments. Il faut notamment trouver réponse aux questions suivantes:

- La charge considérée constitue-t-elle une bonne application d'un système de chauffage solaire?

- Le système de chauffage solaire peut-il être intégré facilement et de façon rentable aux systèmes existants?

- Dispose-t-on de l'espace nécessaire pour les capteurs, les échangeurs thermiques, l'unité de stockage de chaleur et les autres éléments du système?

- La structure du toit peut-elle supporter les capteurs sans qu'on ait à lui apporter des modifications importantes?

- Peut-on installer la tuyauterie de façon à avoir la pente requise, particulièrement dans le cas des systèmes à vidange temporaire?

- Une fois le système installé, disposera-t-on d'un personnel suffisamment qualifié pour faire fonctionner et réparer le système?

Une réponse négative à l'une de ces questions peut indiquer que la charge considérée ne convient pas bien à l'application d'un système de chauffage solaire.

1.A ÉVALUATION DE LA CHARGE

A l'heure actuelle, la production d'eau chaude domestique ou industrielle est de loin le secteur auquel on consacre le plus d'efforts dans le domaine des systèmes actifs de chauffage solaire. Les systèmes sont de dimensions très variées: ils peuvent être des installations extrêmement importantes, comme le Mohawk Hospital Services System construit dans le cadre de l'Ontario Demonstration Programme et comprenant au-delà de deux milles mètres carrés de capteurs, ou être de petits systèmes préfabriqués comprenant environ quatre mètres carrés de capteurs.

L'un des éléments le plus souvent négligé à la phase d'étude de faisabilité d'un projet de système solaire est l'évaluation précise de la charge totale et particulièrement des profils de charge. De nombreux systèmes ont été soigneusement conçus à partir d'évaluations de profils de charge totalement erronées. Souvent, étant donné que les détails relatifs aux profils de charge n'étaient pas nécessaires au fonctionnement des systèmes énergétiques existants, le propriétaire ou l'exploitant du système était très peu renseigné à leur sujet. On a appris par expérience, et cela a coûté très cher, qu'il faut préparer un bon profil de charge avant de concevoir un système de chauffage solaire.

A ce stade, il est aussi important de se demander si le profil de charge d'une installation existante peut être modifié pour être plus compatible avec l'énergie solaire disponible sans que le fonctionnement de l'installation en souffre. Les changements envisagés, lorsqu'ils sont acceptables, doivent être établis dès le début, et les considérations adéquates relatives à la conception du système solaire doivent être formulées.

Les autres modifications prévues dans le fonctionnement de l'installation doivent aussi être évaluées lors de

l'étude de faisabilité. Par exemple, l'addition d'équipement de récupération de la chaleur à une installation existante aura des conséquences importantes sur le fonctionnement d'un système de chauffage solaire. Dans certains cas, elle exclura l'utilisation du chauffage solaire et dans d'autres, elle entraînera un changement radical de la conception requise. Dans l'évaluation de la charge, il faut tenir compte des critères suivants:

- La charge doit être importante

- La charge doit être continue ou être maximale lorsque l'énergie solaire est disponible

- La charge doit être concentrée en un point central

- Il faut pouvoir répondre à la charge en utilisant de l'énergie à basse température

Il faut aussi tenir compte des effets produits sur la charge lorsque des mesures d'économie d'énergie sont appliquées. Pour dimensionner le système solaire en fonction de la charge requise, il faut comparer les besoins en énergie sur une base quotidienne et sur une base

saisonnière. Lorsqu'on adapte la charge à l'énergie solaire disponible, on peut modifier certains paramètres:

- moment d'utilisation de la charge

- superficie des capteurs

- utilisation d'une unité de stockage.

Le moment de la journée auquel la charge doit être utilisée est l'un des paramètres les plus importants. Lorsqu'il est possible de le modifier, on peut éventuellement limiter ou éliminer le stockage et rendre le système solaire beaucoup plus rentable.

Les programmes F-Charts et Watsun peuvent aider à décider s'il y a lieu de stocker de l'énergie additionnelle.

Pour les besoins de chauffage des locaux, les charges de pointe sont pendant la nuit et le rayonnement solaire est disponible pendant le jour. Dans ce cas, il faut nécessairement stocker la chaleur.

Voici certaines contraintes, autres que la charge, dont il faut tenir compte lorsqu'on détermine les dimensions d'un système:

- Dans le cas des systèmes ajoutés après coup, la surface d'installation disponible est souvent limitée.

- Les méthodes et les coûts d'addition du système aux systèmes mécaniques existants peuvent limiter la faisabilité et les dimensions du système.

1.B INTERFACE AVEC L'IMMEUBLE

1.B.1 Espace requis pour les capteurs, échangeurs thermiques, unité de stockage, etc.

Les capteurs solaires peuvent être installés sur le toit, au sol ou, dans certains cas, contre le mur. Dans tous les cas, les critères de base sont les mêmes.

- La capacité de support doit être suffisante.

- L'ombre doit être aussi réduite que possible.

- Une bonne protection contre le vandalisme doit être assurée.

- Les sources de saleté éventuelles doivent être le moins nombreuses possible.

Dans la prochaine section, nous étudierons en détail les considérations relatives à la structure pour les capteurs installés sur le toit. Toutefois, même pour les capteurs installés au sol, il faut dès le début tenir compte de façon particulière des besoins concernant les fondations.

Dans le cas de capteurs installés au sol, il faut tenir compte du risque de soulèvement différentiel par le gel, car ce phénomème a des effets sur l'inclinaison des tuyaux. Particulièrement dans les systèmes à vidange temporaire, où l'inclinaison des tuyaux est très importante, un faible soulèvement différentiel par le gel peut avoir des effets désastreux.

L'ombre produite par les structures importantes, par exemple les immeubles adjacents ou les grands arbres, est facile à évaluer et est évidente. Cependant, des petits éléments comme les chatières et les cheminées peuvent produire une

ombre sur un ou deux capteurs et causer des problèmes de fonctionnement du système.

Il est aussi important de tenir compte des éléments susceptibles de faire obstacle ultérieurement au passage de la lumière solaire, par exemple les nouveaux immeubles, lorsqu'on évalue un emplacement.

Les capteurs solaires ont rarement fait l'objet de vandalisme, mais dans certaines situations, des dommages importants peuvent être causés.

On peut habituellement réduire les problèmes de vandalisme en choisissant bien l'emplacement des capteurs.

- Ne pas installer de capteurs dans les cours d'école ou autres endroits où les enfants jouent;

- Dans les endroits publics, installer les capteurs loin des bords de toit;

- S'assurer que les personnes non autorisées n'ont pas facilement accès au toit.

Dans le cas de systèmes solaires conçus pour des applications industrielles, on néglige souvent les sources de saleté susceptible de couvrir des capteurs et de réduire ainsi considérablement leur rendement.

Les sources de saleté les plus courantes sont les orifices de combustion et les bouches d'aération des séchoirs industriels.

La pluie élimine la plus grande partie de la saleté accumulée à la surface des capteurs, mais elle n'enlève pas les accumulations importantes de suie et de charpie. Par conséquent, il faut souvent nettoyer les capteurs, ce qui demande beaucoup de temps.

Qu'un système solaire soit gros ou petit, il est absolument nécessaire de disposer d'un espace suffisant pour les composantes. De nombreux systèmes ont été installés sans qu'on tienne suffisamment compte de l'entretien futur des composantes.

Il existe par exemple des systèmes montés de telle façon qu'on a difficilement accès à des éléments dont il faut prendre soin assez régulièrement, tels les pompes et les

éléments chauffants. On a installé des systèmes de chauffage solaire préfabriqués qu'il faut démonter presque entièrement lorsqu'on veut avoir accès à l'élément chauffant dans un chauffe-eau domestique électrique. Même lorsqu'on a assez d'espace, il faut disposer les composants en vue de simplifier l'entretien. Dans un système, le robinet de remplissage, auquel on doit avoir accès assez souvent, avait été placé au niveau du plafond.

En général, choisir un emplacement pour le réservoir de stockage solaire est l'une des décisions les plus faciles à prendre. Le réservoir est habituellement placé dans le local mécanique existant, à proximité des principaux éléments de service (circuits électriques, conduits de gaz et, évidemment, conduits d'eau). Quelques règles empiriques s'appliquent, et on devrait les suivre lorsqu'on détermine l'emplacement des réservoirs de stockage:

1. Placer le réservoir de stockage le plus près possible du chauffe-eau existant. On réduira ainsi le travail et le matériel requis pour relier le système solaire aux éléments de plomberie pour l'eau chaude et au chauffe-eau existant lorsque ce dernier doit continuer d'être utilisé comme chauffe-eau auxiliaire. On réduira aussi

les pertes thermiques causées par des tuyaux longs.

2. Le réservoir de stockage solaire doit être facile d'accès et il ne doit pas gêner l'accès aux autres composants. Il ne doit pas bloquer les passages ou les entrées de porte; il ne doit pas non plus être placé de façon à créer un danger.

3. De nombreux systèmes solaires doivent être raccordés à des drains de plancher au cas où il y aurait débordement. La position de ces drains et les moyens d'y avoir accès doivent être déterminés lors de l'évaluation de l'emplacement.

On doit disposer d'un espace suffisant pour les pompes, les échangeurs de chaleur et une variété de dispositifs de régulation de débit des fluides, dont certains sont gros, par exemple les réservoirs d'expansion.

1.B.2 Considérations relatives à la structure pour les capteurs montés sur un toit

Lorsqu'on détermine l'endroit où seront montés les capteurs solaires sur un toit, il faut faire une évaluation détaillée

en règle générale, qu'une hauteur libre d'au moins un mètre entre le toit et le bas des capteurs soit requise.

Il est important d'évaluer l'état du toit avant d'installer les capteurs solaires. Si le toit était en mauvais état avant l'installation des capteurs, l'entrepreneur peut être blâmé à tort d'avoir endommagé le toit en installant les capteurs. De plus, les réparations seront beaucoup plus difficiles à effectuer une fois que les capteurs seront installés.

Etant donné que l'eau peut s'infiltrer par les ouvertures pratiquées dans le toit et endommager l'immeuble, il faut vérifier si:

- Il faudra réparer le toit ou en refaire le revêtement dans un proche avenir. Dans l'affirmative, il est beaucoup plus facile d'effectuer les travaux avant l'installation des capteurs.

- Le toit laisse l'eau s'écouler adéquatement; il est difficile de boucher de façon étanche les ouvertures pratiquées dans le toit lorsque celles-ci sont continuellement submergées.

La plupart des systèmes solaires sont installés sur les toits d'anciens plutôt que de nouveaux immeubles. Il faut évaluer l'état du doit aussi bien du point de vue de sa structure que de son étanchéité.

Lorsqu'on évalue la capacité structurale du toit, on fait une inspection et on effectue des calculs propres à la technique de la construction. Dans les structures en acier dont on ne connaît pas la résistance, on peut soumettre l'acier à des essais au lieu d'utiliser les estimations prudentes de résistance données dans les codes. Cette façon de procéder permet d'appliquer des charges de toit plus élevées et peut réduire la charpenterie requise. Il peut à l'occasion être préférable de consulter l'entrepreneur en construction qui a conçu l'immeuble.

Il faut évaluer les rafales de vent locales et les accumulations de neige causées par les immeubles voisins ou la topographie et s'assurer qu'elles ne sont pas excessives.

Il importe aussi de tenir compte de la formation éventuelle de congères sur le toit par suite de l'installation des capteurs. On étudie présentement ce problème. Il semble,

en règle générale, qu'une hauteur libre d'au moins un mètre entre le toit et le bas des capteurs soit requise.

Il est important d'évaluer l'état du toit avant d'installer les capteurs solaires. Si le toit était en mauvais état avant l'installation des capteurs, l'entrepreneur peut être blâmé à tort d'avoir endommagé le toit en installant les capteurs. De plus, les réparations seront beaucoup plus difficiles à effectuer une fois que les capteurs seront installés.

Etant donné que l'eau peut s'infiltrer par les ouvertures pratiquées dans le toit et endommager l'immeuble, il faut vérifier si:

- Il faudra réparer le toit ou en refaire le revêtement dans un proche avenir. Dans l'affirmative, il est beaucoup plus facile d'effectuer les travaux avant l'installation des capteurs.

- Le toit laisse l'eau s'écouler adéquatement; il est difficile de boucher de façon étanche les ouvertures pratiquées dans le toit lorsque celles-ci sont continuellement submergées.

- Les ouvertures pour le passage des tuyaux peuvent être pratiquées à n'importe quel endroit ou si elles peuvent être pratiquées seulement dans des zones précises.

1.C ENTRETIEN

Lorsqu'on envisage l'installation d'un système solaire pour une application particulière, il est important de tenir compte de la d'sponibilité du personnel d'exploitation. Cette question prend une importance particulière lorsque le système solaire sera le système le plus complexe de l'immeuble ou qu'il sera le seul système mécanique sophistiqué.

Etant donné que les systèmes solaires sont généralement secondés par un système auxiliaire mis en marche automatiquement, l'évaluation de l'état de fonctionnement du système solaire n'est pas toujours facile. Avec les systèmes classiques de chauffage des locaux et de chauffage de l'eau, une panne est habituellement détectée par les utilisateurs ou les occupants de l'immeuble et elle est rapidement signalée. Dans le cas d'un système solaire, étant donné que le système auxiliaire est mis en marche automatiquement, les utilisateurs ou les occupants de l'immeuble ne se rendent pas compte dans la plupart des cas d'une panne du système solaire. Il faut alors laisser au personnel qualifié le soin de vérifier continuellement l'état du système.

Lorsqu'on ne dispose pas du personnel requis, il peut être très imprudent d'installer le système.

RESUME - Section 1

L'évaluation des possibilités d'application de systèmes à énergie solaire est une phase initiale importante, et en fait nécessaire, de la conception d'un système solaire rentable, efficace et nécessitant le minimum d'entretien. Le concepteur d'un système solaire devrait étudier chaque élément de la liste de contrôle ci-dessous pour s'assurer qu'il a tenu compte de tous les aspects de la production de "chaleur solaire dite gratuite".

bonne évaluation de la charge
profils de charge
la charge peut-elle être modifiée en fonction du
système solaire
y aura-t-il élaboration de plans d'économie d'énergie
l'intégration au système de chauffage existant
sera-t-elle facile
lorsque les capteurs doivent être
installés sur un toit, la structure de ce dernier
est-elle adéquate
obtenir des données de charges théoriques précises
emplacement des capteurs (ombre, vandalisme, saleté)
maintenir la pente des tuyaux
besoins d'entretien
(complexité du système)
besoins en espace (capteurs et tout l'équipement
mécanique et électrique connexe)

2. CONCEPTION PRATIQUE

2.A EVALUATION DE LA CHARGE

Pour adapter la charge en fonction du rayonnement solaire disponible, nous devons déterminer la grandeur de cette charge et la façon dont elle varie sur une base quotidienne, mensuelle et saisonnière.

Une buanderie peut avoir besoin d'une plus grande quantité d'eau chaude au début de la semaine qu'à la fin. Une installation pour le lavage des bouteilles consomme souvent plus d'eau chaude pendant les mois d'été.

Pour mesurer l'énergie consommée, nous pouvons nous baser sur les factures de combustible et d'électricité. Lorsque celles-ci ne sont pas suffisamment précises, nous pouvons envisager une étude de la charge, à l'aide d'une combinaison des méthodes de mesure suivantes:

- Nous pouvons utiliser des kilowattheuremètres pour mesurer la consommation d'électricité; nous avons la possibilité d'utiliser un appareil de mesure unique pour lire la consommation totale d'électricité ou d'installer des appareils distincts pour mesurer la consommation d'électricité de chaque pièce d'équipement.

- Nous pouvons utiliser des débitmètres pour mesurer la consommation de combustible ou la quantité d'eau chaude consommée.

- Des thermomètres nous indiquent la température à laquelle l'eau s'écoule et nous donnent une information supplémentaire sur la quantité d'énergie requise.

- Nous pouvons installer un compteur d'énergie pour mesurer les températures de l'eau chaude et de l'eau froide ainsi que le débit.

Les données peuvent être enregistrées manuellement ou automatiquement. Les informations recueillies (température, débits et consommation d'énergie) sont transformées en un profil de charge qui donne une idée d'ensemble des pointes quotidiennes, hebdomadaires ou mensuelles.

A partir de ces informations, nous pouvons voir s'il est possible d'installer un système solaire. L'apport d'un système solaire peut être accru lorsqu'il est possible d'adapter la charge en fonction des périodes de captage d'énergie.

Dans de nombreux cas, les périodes de consommation d'énergie dans un procédé sont basées sur des habitudes prises antérieurement et elles ne sont pas nécessairement immuables. Par exemples, dans certaines usines, on a placé la charge de pointe durant la nuit afin de profiter des tarifs hors pointe qui

sont plus bas. Dans une usine comprenant un système solaire, il peut être avantageux de placer les charges de pointe pendant le jour, ce qui permettrait de réduire considérablement les besoins de stockage d'énergie solaire.

Dans d'autres cas, on peut occasionnellement avoir besoin d'énergie pour le traitement en lot de certains articles. Lorsqu'on dispose d'une certaine marge de jeu quant au moment auquel doit être effectué ce traitement, on peut augmenter considérablement l'efficacité du système solaire en l'effectuant lorsque le rayonnement solaire est disponible.

2.8 TYPES DE SYSTEMES

Il existe deux types principaux de systèmes solaires: les systèmes à air et les systèmes à liquide.

Dans les systèmes à air, de grandes quantités d'air se déplacent entre les composantes et il faut des aires de stockage relativement grandes ainsi que d'importantes unités de traitement de l'air. Pour ces raisons, il est difficile de répondre aux besoins en espace, particulièrement dans le cas d'un système installé après coup. Le coût de l'installation des systèmes à air peut être élevé en raison des travaux requis pour assurer l'étanchéité et l'isolation des conduites et des composantes.

Les systèmes à liquide sont plus courants dans les installations plus importantes qui nous intéressent davantage. Il existe différents types de systèmes à liquide, habituellement classés en fonction de la méthode de protection contre le gel utilisée:

- systèmes à circuit fermé

- systèmes à vidange temporaire

- systèmes à vidange permanente.

Chaque type de système a certaines caractéristiques et besoins propres et nécessite des précautions particulières en matière de conception.

Dans les systèmes à circuit fermé, le fluide caloporteur est un glycol. L'éthylèneglycol est toxique et il faut prendre certaines précautions, par exemple l'utilisation d'un échangeur thermique à double paroi, pour empêcher la contamination de l'eau potable par les fuites de fluide.

Le propylèneglycol est plus dispendieux et est moins toxique, mais certains codes locaux exigent les mêmes précautions qu'avec l'éthylèneglycol.

Dans les systèmes à circuit fermé, il faut des moyens pour remplir le système et pour en évacuer l'air. Cet aspect est souvent négligé dans la conception.

Dans les systèmes à circuit fermé, le fluide demeure dans les capteurs en permanence. Dans les périodes pendant lesquelles l'énergie solaire disponible est élevée et la charge faible, les capteurs peuvent être stagnants. Les températures élevées peuvent faire bouillir le fluide et provoquer une décomposition du glycol, ce qui entraîne la production d'un fluide corrosif acide. Par conséquent, les systèmes à circuit fermé doivent être protégés d'une certaine façon contre les températures excessives. Cette protection est habituellement assurée par l'utilisation d'un serpentin à évacuation de chaleur ou par vidange de l'eau chauffée de façon à créer une charge artificielle.

Les tuyaux et soupapes devraient être installés de telle façon que les capteurs ne puissent pas être isolés sans qu'il y ait possibilité de réduire la pression. La stagnation dans de telles conditions pourrait entraîner une augmentation dangereuse de la pression.

Etant donné les propriétés du glycol, il faut porter une attention particulière aux méthodes d'utilisation des tuyaux. Le glycol peut fuir par des ouvertures où l'eau ne le peut pas. C'est pourquoi il faut souvent des dispositifs d'étanchéité spéciaux pour des léments comme les échangeurs de chaleur et les serpentins. Le glycol n'est pas compatible avec certains matériaux; toutes les composantes doivent donc être utilisables avec le glycol. La plupart des bacs d'expansion pouvant être utillisés dans les systèmes de chauffage solaire du programme A.U.E.S. comprennent des diaphragmes en caoutchouc butyl qui de décomposent avec le temps en raison des réactions chimiques avec le propylèneglycol. Avec ce dernier, il faut utiliser des diaphragmes en EPDM. De plus, le glycol se dilate de façon appréciable à l'intérieur des plages de température des systèmes solaires, de sorte qu'il faut une certaine forme de bac d'expansion.

Dans les systèmes à vidange permanente et les systèmes à vidange temporaire, il faut accorder une attention particulière à la conception de la tuyauterie afin d'assurer une vidange rapide et complète.

Les systèmes à vidange temporaire doivent avoir des pompes ayant une plus grande capacité de refoulement que les systèmes à circit fermé pour vaincre la charge statique du système avant l'établissement de l'effet siphon.

Les systèmes à vidange temporaire à plusieurs groupes présentent un autre problème courant. Lorsqu'un effet siphon s'établit dans un ou plusieurs groupes avant de s'établir dans les autres, il se peut que la pompe n'arrive pas à remplir ces derniers. On résout habituellement le problème en utilisant des conduits de retour trop grands de sorte qu'il ne puisse pas s'établir d'effet siphon en limitant les conduits de retour de chaque groupe. L'installation de régulateurs de débit automatiques sur les conduits de retour de chaque groupe permet d'obtenir ce résultat et facilite l'équilibrage de débit de l'ensemble.

Les systèmes à vidange permanente ne sont pas appréciés au Canada en raison des mauvaises expériences qu'on a connues en ce qui concerne la fiabilité des commandes de vidange. Un certain nombre de gros systèmes ont gelé, ce qui a causé des dommages importants aux capteurs et des pertes financières élevées. Lorqu'un système à vidange permanente est proposé, il doit absolument comprendre des commandes de protection contre le gel à sécurité intrinsèque.

2.C INSTALLATION DES CAPTEURS

2.C.1 Types d'installation

Il existe de nombreuses méthodes d'installation de batteries de capteurs. Ces méthodes varient selon que les capteurs sont installés au sol, contre un mur ou sur un toit.

Dans la présente section, nous traitons principalement des aspects de conception applicables aux capteurs installés sur les toits, étant donné que cette méthode d'installation est de loin la plus utilisée et qu'elle présente les problèmes les plus importants.

Lorsqu'ils sont installés sur un toit plat, les capteurs doivent être inclinés à un certain angle par rapport au toit. Lorsqu'ils sont installés sur un toit en pente, les capteurs peuvent soit être parallèles au toit soit former un angle avec celui-ci.

Capteurs installés directement sur un toit en pente

Lorsqu'elle est applicable, la méthode d'installation de capteurs sur un toit en pente est habituellement la plus simple et la moins coûteuse. La pente optimale des capteurs est fonction principalement du type de charge et de la latitude. Le rendement d'un capteur est réduit lorsque la pente n'est pas optimale, mais la réduction est très faible lorsque la différence est inférieure à quinze degrés. Souvent, il est beaucoup plus avantageux d'installer une batterie de capteurs sur un toit en pente et d'ajouter au besoin des capteurs supplémentaires pour compenser la réduction de rendement résultant de conditions non optimales que d'investir pour l'installation d'un support.

Lorsqu'on installe des capteurs directement, il est préférable de les placer loin du bord du toit afin de:

- simplifier l'installation

- réduire les charges dues au vent et le danger dû à la chute de la neige et de la glace

- simplifier la tuyauterie.

Il doit y avoir possibilité d'écoulement sous les capteurs. Une hauteur minimale de 50 mm permet l'écoulement et la ventilation sous les capteurs. Cette précaution réduit la possibilité d'accumulation d'eau et de formation de moisissure.

Lorsqu'ils sont montés directement sur un toit en pente, les capteurs peuvent être placés n'importe où, à condition que leur poids et celui du matériel soit faible comparativement aux valeurs théoriques des charges dues à la neige. C'est habituellement le cas au Canada.

Exemples de méthodes d'installation

CAS 1. Toit à ferme ou à chevrons (avec accès à l'entretoit)

- la fixation aux entretoises est recommandée lorsqu'on a accès à l'entretoit

- dans ce cas, les capteurs sont habituellement installés haut sur le toit afin de faciliter le travail à l'intérieur de l'entretoit.

CAS 2. Toit à solives et plafond cathédrale

- les capteurs peuvent être fixés aux solives à l'aide de tire-fond

- l'emplacement des capteurs est choisi en fonction des canalisations, de la facilité de fixation et de l'esthétique.

Les tire-fond doivent être passés dans des trous percés à l'avance au centre des pièces de bois de charpente. Au moins 50 mm (2 po) du filet du tire-fond doivent pénétrer dans le bois.

Il peut être difficile de repérer les solives. La méthode la plus courante consiste à enfoncer de petits clous à travers le revêtement jusqu'à ce qu'on repère les deux bords de la pièce de bois puis à prendre une mesure jusqu'au centre de la solive. On peut ensuite utiliser du silicone ou une matière équivalente pour boucher les trous de façon étanche. Il faut aussi assurer une bonne étanchéité des tire-fond en plaçant du silicone dans les trous percés à l'avance et sur les têtes des vis.

CAS 2. Méthode de rechange

On peut utiliser une version modifiée de la méthode de fixation aux entretoises dans les maisons à plafond cathédrale, mais il faut alors percer le plafond fini afin de fixer les tiges filetées puis le réparer.

Capteurs surélevés

Les capteurs surélevés peuvent retenir la neige et sont soumis à des charges importantes dues au vent; ces charges sont communiquées à la charpente de support et sont appliquées en tant que charges ponctuelles à la structure du toit.

Les capteurs sont surélevés par rapport au toit au moyen d'un support de façon qu'on puisse leur donner un angle d'inclinaison optimal.

Dans le cas des systèmes plus petits et des systèmes domestiques, les supports sont placés directement sur le toit. Dans les systèmes plus importants, des membres de charpente traversent le toit et transfèrent les charges aux points de support du toit. Les supports de capteurs sont fixés à cette charpente. Pour de tels systèmes, l'inspection du toit et la conception des méthodes d'installation des capteurs sont habituellement effectuées par un ingénieur en construction.

Les systèmes domestiques plus petits peuvent être conçus à l'aide de manuels préparés à cet effet ou être achetés sous forme de systèmes préfabriqués.

Dans le présent cours, notre objectif n'est pas de concevoir des supports pour capteurs mais plutôt de présenter des méthodes de fixation au toit et des méthodes d'installation permettant de ne pas endommager la membrane du toit. Bien qu'elles soient très importantes, les considérations relatives à la structure sont familières aux personnes qualifiées. Cependant, les bonnes méthodes de pénétration, de fixation et de réalisation de l'étanchéité dans l'installation de capteurs ne le sont pas.

Avant de concevoir une méthode d'installation, il est essentiel de savoir comment les toits réagissent et comment ils sont construits. Il faut évaluer l'état d'un toit existant avant d'installer un système solaire, de sorte que les problèmes créés ne soient pas automatiquement imputés à une mauvaise installation. Lorsqu'un toit est endommagé, il faut le réparer avant d'installer les capteurs.

Des problèmes risquent de se poser dans le cas des toits qui n'assurent pas un bon drainage ou dont le drainage est gêné par la présence de bordures pour les capteurs.

Il faut laisser un espace suffisant entre les rangées de capteurs et entre la base des capteurs et le toit afin de permettre l'entretien ultérieur et la réfection de la toiture.

Les méthodes suivantes ne sont pas recommandées pour l'installation:

- utilisation de manchons d'étanchéité, car ils nécessitent de l'entretien,

- utilisation de boulons à oeil fixés directement au platelage,

- utilisation de parapets comme supports de capteurs.

CAS 1

Capteurs surélevés installés sur un toit en pente et fixés aux entretoises ou fixés par des tire-fond aux solives du toit.

CAS 2

Capteurs surélevés installés sur des toits plats multicouches (bordures), comme à la Figure 2.C.1.1.

Remarque:

1. Agrégats enlevés de la membrane.
2. La membrane est découpée et l'isolant vérifié.
3. Étant donné que l'isolant ne peut pas supporter les charges, on place des cales de bois sur la dalle de construction pour supporter les bordures.

4. La membrane du toit est clouée aux cales et les bordures sont installées.
5. Les bordures sont fixées à la dalle.
6. Des tasseaux de bois biseautés sont placés le long des cales de façon à former une base pour les couches de solin bitumineux qui assureront l'étanchéité de la membrane du toit.
7. Le dessus de la bordure est recouvert de solins et des agrégats sont placés autour de la cale afin d'assurer la protection des solins et de la membrane du toit contre les rayons ultraviolets.
8. ATTENTION: De longues bordures perpendiculaires à la direction d'inclinaison du toit peuvent faire obstacle à l'écoulement de l'eau vers les drains de toit. Les bordures devraient être séparées en sections ne dépassant pas un mètre.

CAS 3

Colonnes de support - Ces supports peuvent reposer sur des membres de la structure du toit ou traverser le toit pour transmettre les charges aux dalles de plancher ou aux semelles.

Voir figures 2.C.1.2 et 2.C.1.3

Remarque:

1. Agrégats et isolant enlevés.
2. Colonne soudée à une section de structure et reposant sur celle-ci.
3. Manchon d'étanchéité de type extérieur placé sur la colonne et recouvert de solins bitumineux jusqu'à la membrane du toit.
4. L'espace libre à l'intérieur du manchon d'étanchéité est rempli de mastic.
5. Capuchon et solins placés au-dessus du manchon d'étanchéité et rendus étanches par calfeutrage.

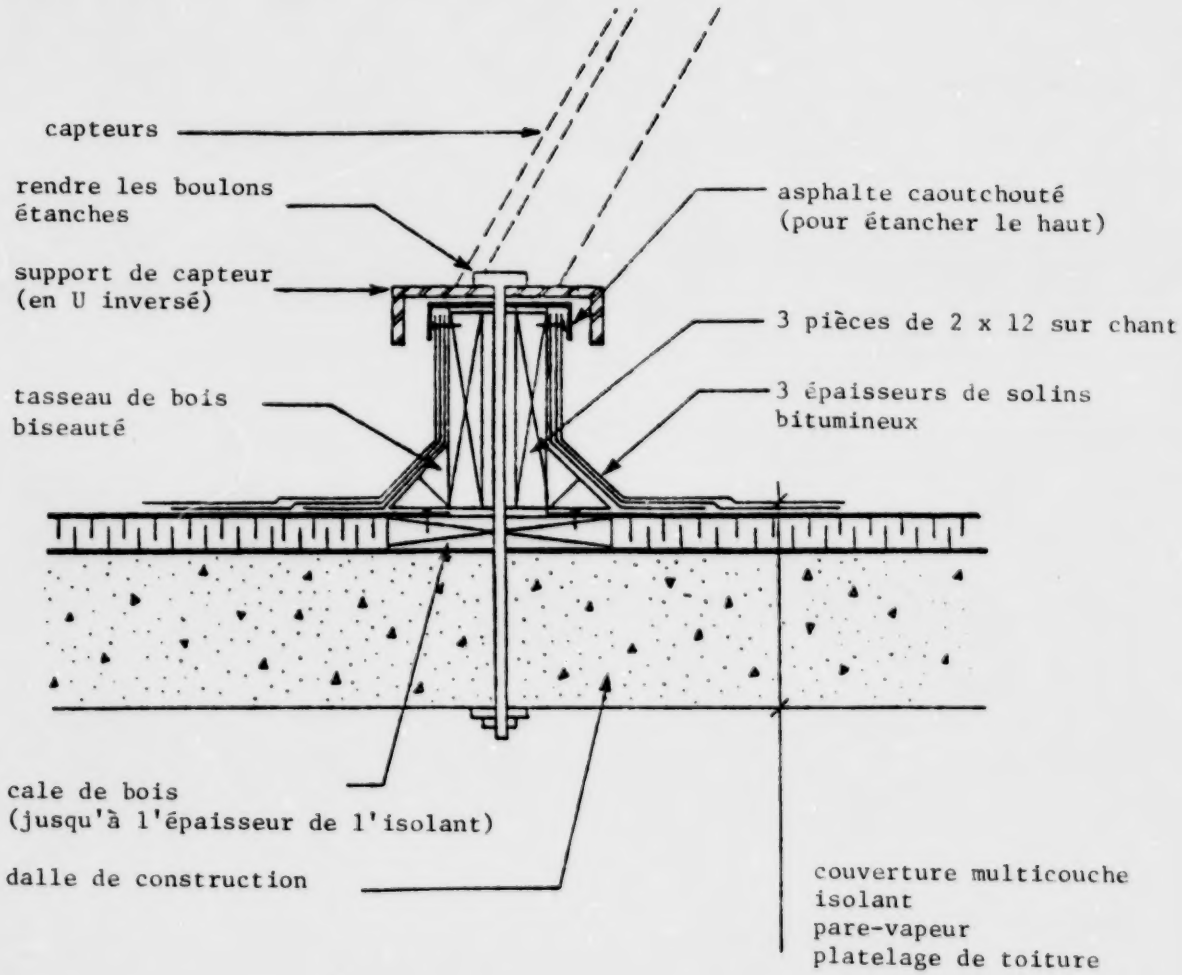


Figure 2.C.1.1

(d'après le bulletin d'information technique S-2 de TPC)

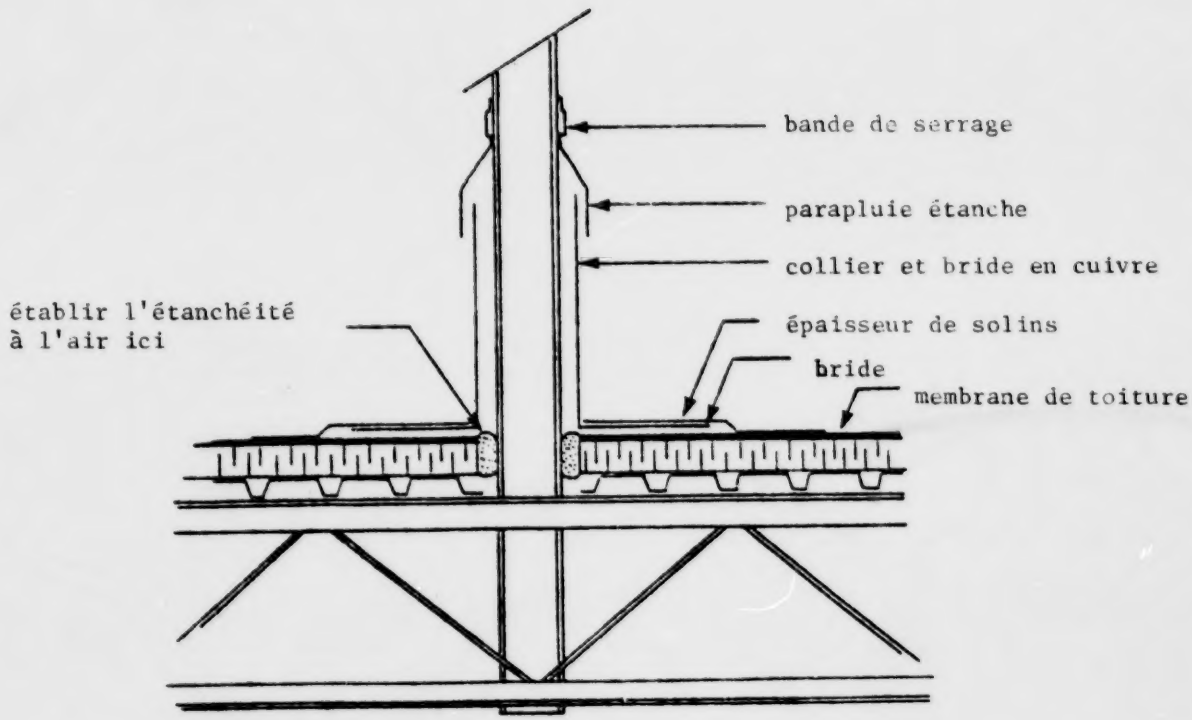


Figure 2.C.1.2
Colonne tubulaire de support
(d'après le bulletin d'information technique S-2 de TPC)

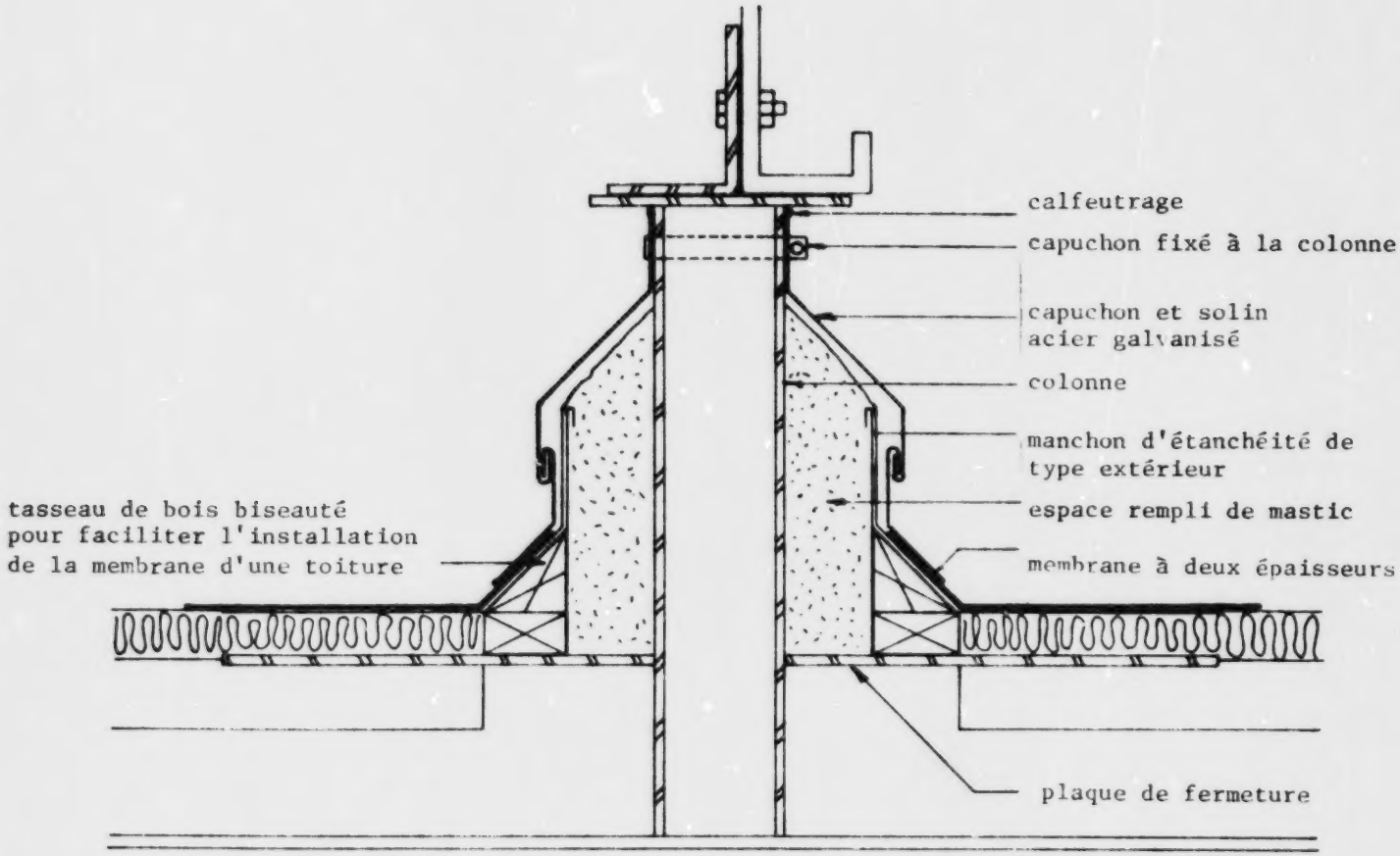

calfeutrage
capuchon fixé à la colonne
capuchon et solin
acier galvanisé
colonne
manchon d'étanchéité de
type extérieur
espace rempli de mastic
membrane à deux épaisseurs
tasseau de bois biseauté
pour faciliter l'installation
de la membrane d'une toiture
plaque de fermeture

Figure 2.C.1.3

2.C.2 Pente des tuyaux

Dans les systèmes à vidange temporaire, il faut maintenir une pente adéquate des tuyaux car la protection contre le gel est assurée par vidange sous l'effet de la gravité. Dans les systèmes à glycol, il faut que les tuyaux soient inclinés pour permettre la vidange et le rinçage.

Dans tous les systèmes, la pente minimale des tuyaux doit être de 1 sur 50. Dans les systèmes à vidange permanente ou à vidange temporaire, cette pente minimale est essentielle pour assurer le fonctionnement continu du système. Dans les systèmes à glycol à circuit fermé, l'inclinaison des tuyaux permet la vidange complète du système lorsqu'il faut remplacer le glycol. Dans les gros systèmes solaires comprenant des rangées de capteurs qui s'étendent sur 50 mètres ou plus, il faut laisser beaucoup d'espace libre sous les capteurs pour donner aux tuyaux l'inclinaison requise.

Il faut utiliser de bonnes méthodes d'installation des tuyaux de façon à assurer que ceux-ci ne fléchissent pas car il y aurait alors réduction de la pente initiale. Cela risque

particulièrement de se produire avec des tuyaux à paroi mince ou en plastique.

2.D SYSTÈMES À AIR

2.D.1 Aspects pratiques de l'étanchéité des capteurs, des conduits et des registres

Au cours des dernières années, l'utilisation des système solaires à air a diminué considérablement, et on consacre actuellement très peu d'efforts à la mise au point de composantes pour systèmes à air.

Les systèmes à air sont extrêmement simples en principe, mais il est très difficile de les mettre en applicaiton. On a constaté qu'il coûte cher de trouver des solutions aux problèmes de fuite des capteurs, des conduits et des registres. Dans de nombreux cas, ces problèmes à eux seuls ont contredit l'efficacité théorique d'un système de chauffage solaire à air.

Il existe quand même de bonnes applications des systèmes à air, mais elles sont très spécifiques. En voici quelques exemples:

- Préchauffage de l'air d'appoint pour de gros immeubles qui ont présentement le réseau de conduits de distribution intérieur nécessaire.

- Préchauffage de l'air chaud industriel dans des applications commerciales spécifiques, comme les opérations de séchage.

- Séchage de produits agricoles comme le grain. Bien qu'il constitue seulement une application saisonnière, le séchage du grain peut être très pratique étant donné qu'il a une charge énormément élevée qui utilise chaque parcelle d'énergie produite par un système solaire.

Ces applications nécessitent généralement de l'énergie très faiblement concentrée.

Les fuites constituent un problème majeur dans la plupart des réseaux de conduits. Une étanchéité insuffisante des conduits entraîne une faible performance thermique. C'est pourquoi on recommande d'étancher chaque joint de conduit avec du ruban ou un agent approprié. Les conduits rectangulaires galvanisés utilisés dans le chauffage des maisons ne sont pas recommandés car ils sont très difficiles à étancher convenablement.

Il existe cerains conduits en fibre de verre pré-isolés. Ces conduits coûtent généralement plus cher que les conduits galvanisés, mais ils s'installent beaucoup plus rapidement et ils sont habituellement beaucoup plus faciles à étancher efficacement.

Il est très important d'étancher les capteurs. Il faut assurer l'étanchéité des raccords entre les capteurs et l'étanchéité des capteurs eux-mêmes. Il faut examiner soigneusement les capteurs avant de les installer pour s'assurer que les divers dispositifs d'étanchéité n'ont pas été endommagés pendant le transport. Il faut étancher avec beaucoup de soin les raccords entre les capteurs.

L'expérience pratique acquise avec un certain nombre de systèmes a permis de réaliser que:

- Pour limiter les fuites entre les capteurs, il faut les aligner avec beaucoup de soin.

- Lorsqu'on utilise du silicone pour étancher une surface métallique, on obtient de meilleurs résultats en revêtant d'abord la surface d'une couche d'apprêt.

- Avant de poser l'isolant, il est préférable de vérifier si le réseau de conduits a des fuites.

Les isolants pour conduits d'air les plus répandus sont la laine de verre et l'uréthane. Le facteur RSI des conduits devrait être d'au moins 1 (R-6) à l'extérieur et 0,5 (R-3) à l'intérieur.

L'introduction de conduits dans un bâtiment doit être effectuée avec beaucoup de soin de façon qu'il n'y ait pas de problèmes causés par des fuites d'eau et d'air.

2.E CHOIX DES COMPOSANTES - SYSTÈMES À LIQUIDE

2.E.1 Échangeurs de chaleur

Les échangeurs de chaleur pour systèmes à liquide transfèrent la chaleur du liquide circulant dans le circuit de capteurs au liquide circulant dans le circuit de stockage. Pour obtenir une bonne efficacité du système, il faut que ces échangeurs de chaleur soient dimensionnés de façon adéquate.

Dans les systèmes où on utilise des fluides éventuellement toxiques avec l'eau d'alimentation domestique, il faut des échangeurs thermiques à double paroi. Dans ces échangeurs thermiques, deux parois séparent les fluides, de sorte qu'en cas de fuite de l'une ou l'autre des parois le fluide s'écoule dans la cavité qui les sépare plutôt que de se mélanger à l'autre fluide. Ces échangeurs sont généralement conçus de façon que tout liquide pénétrant dans la cavité dégoutte sur le plancher, ce qui fournit une indication évidente d'une fuite interne. La norme ACNOR F-379 établit les exigences pour le type d'échangeur thermique qu'il faut utiliser avec des chauffe-eau domestiques préassemblés.

Toutefois, les inspecteurs locaux peuvent exiger des niveaux de protection additionnels.

Les systèmes à thermosiphon et les systèmes à vidange permanente ne comprennent pas d'échangeurs thermiques car l'eau chaude domestique ou industrielle circule directement dans les capteurs. Dans les systèmes à vidange temporaire, un échangeur thermique à paroi simple suffit, car les deux fluides sont de l'eau.

Les échangeurs thermiques internes sont ceux qui comprennent un serpentin ou un réservoir plongé à l'intérieur d'un réservoir de stockage. Dans les échangeurs thermiques externes, les deux fluides sont contenus dans un conduit où ils circulent côte à côte dans des sens opposés.

Il existe une variété de types d'échangeurs thermiques pour les petits systèmes solaires:

Échangeur thermique à tube placé dans un réservoir - comprend un tube en cuivre flexible en forme de serpentin, avec ou sans ailettes, fixé à l'intérieur du réservoir.

Échangeur thermique enveloppant - comprend un tube enroulé à l'extérieur du réservoir et fixé à celui-ci. Ce type d'échangeur thermique est effectivement à double paroi et il est parfois

utilisé dans les systèmes à circuit fermé dont le réservoir contient de l'eau potable.

Échangeur thermique à tubes parallèles - composé de tubes parallèles en contact les uns avec les autres sur toute leur longueur (soudés ensemble) dans lesquels l'eau et le fluide caloporteur circulent en sens contraires (à contre-courant).

Échangeur thermique à réservoir double - Comprend un réservoir à paroi simple placé à l'intérieur d'un réservoir de stockage externe. Le fluide caloporteur est dans le réservoir externe et, en option, un serpentin peut entourer le réservoir interne.

Les gros systèmes peuvent comprendre les types d'échangeurs thermiques suivants:

Échangeur thermique à double tube - comprend un tube à l'intérieur d'un autre tube (tous deux en cuivre). Le fluide caloporteur circule dans le tube interne qui peut être à double paroi avec passages pour la détection des fuites. L'eau circule dans le tube externe. Les deux fluides circulent en sens contraires. On réalise le dimensionnement de l'échangeur thermique en ajoutant des échangeurs en série.

Échangeur thermique à calandre - comprend une enveloppe ou calandre externe entourant un faisceau de tubes. Ces tubes sont du type à paroi simple qu'on utilise habituellement dans les systèmes à vidange temporaire. Dans de nombreux cas, le faisceau de tubes est placé directement à l'intérieur du réservoir de stockage par une ouverture pratiquée dans le côté.

Échangeur thermique à plaques - dans ce type d'échangeur, les fluides circulent en sens contraires dans des espaces délimités par les plaques. Les échangeurs thermiques à plaques peuvent facilement être adaptés en fonction des besoins par l'addition ou le retrait de plaques.

Avantages et inconvénients des échangeurs thermiques

1. L'inspection et l'entretien des échangeurs thermiques externes qui ne sont pas plongés dans un fluide sont plus faciles.

2. Les échangeurs thermiques à double paroi coûtent plus cher.

3. Il faut beaucoup de temps pour la livraison des échangeurs thermiques faits sur mesure ou des échangeurs qui nécessitent des métaux spéciaux.

4. Les échangeurs thermiques à plaques peuvent être grossis au besoin.

2.E.2 Tuyauterie

Dans la présente section, l'étude de la tuyauterie ne porte pas seulement sur les tuyaux eux-mêmes; elle englobe les diverses composantes connexes d'une tuyauterie, comme les soupapes, les réservoirs d'expansion et les étriers à tube, dont on ne traite pas ailleurs.

La tuyauterie d'un système de chauffage solaire peut représenter une partie importante des coûts d'installation. Bien qu'on utilise encore dans la plupart des systèmes solaires des tubes en cuivre ou en fer, on fabrique de plus en plus de systèmes comprenant des tubes en plastique. Cette dernière méthode est utilisée particulièrement pour les petits chauffe-eau solaires domestiques.

Les tuyaux, à l'intérieur comme à l'extérieur, doivent être camouflés le plus possible de sorte que l'installation finie ait une belle apparence.

Les tubes des capteurs doivent être aussi courts que possible. On réalise habituellement cette condition en plaçant les capteurs dans une position centrale par rapport à la salle de commande du système. Lorsqu'ils couvrent

de grande distance, les tuyaux peuvent être endommagés, ils présentent des pertes de chaleur et des chutes de pression plus élevées et ils doivent par conséquent être plus gros.

Lorsqu'on installe la tuyauterie, il faut s'assurer que les joints sont étanches et ne présentent pas de risques de corrosion.

- Lorsque des métaux différents doivent être utilisés, les isoler avec des raccordements diélectriques.

- Utiliser des matériaux compatibles avec les conditions d'utilisation. Par exemple, ne pas utiliser de tuyaux en zinc galvanisé pour transporter des solutions de glycol.

Dans le cas de tuyaux droits de plus de 25 mètres, il faut ajouter des joints d'expansion pour prévenir les déformations aux joints. Normalement, les courbes et les coudes supportent les effets de l'expansion.

Dans tous les systèmes, les tubes doivent avoir une pente minimale de 1 sur 50 afin de permettre un écoulement acceptable. Les tubes en plastique devraient avoir une pente

de 1 sur 30 car ils risquent de fléchir avec le temps. Il est préférable d'assurer le support des tubes en plastique sur toute leur longueur.

S'assurer que les soupapes et dispositifs de sûreté et de décharge sont prévus dans la conception. Les soupapes et dispositifs de sûreté suivants sont normalement utilisés dans les tuyauteries:

- réservoir d'expansion (circuit fermé)

- soupapes de décharge

- purgeurs d'air

- casse-vide (vidange temporaire)

- clapets de retenue

- filtres

- robinet de remplissage

- robinet de réglage

- robinet mélangeur

Lorsqu'on prévoit l'emplacement des soupapes au moment de la conception du système, s'assurer qu'aucune partie du système, par exemple un réservoir de stockage ou une rangée de capteurs, ne peut être isolée de la soupape de décharge prévue pour la protéger. Les purgeurs d'air automatiques ne permettent pas à la vapeur de s'échapper assez rapidement pour assurer la protection d'un groupe de capteurs dans le cas où ceux-ci seraient isolés à leur entrée ou à leur sortie.

Dans la conception des tuyauteries, on néglige souvent le support des tuyaux. Un nombre important de pannes de systèmes solaires ont été causées par des mauvaises conditions de support des tuyaux extérieurs.

Il ne suffit pas de laisser à l'entrepreneur chargé de l'installation le soin de concevoir le système de support des tubes.

Il faut utiliser des étriers ordinaires et un écran protecteur ou une garniture continue pour protéger l'isolant. Les tiges filetées utilisées pour suspendre les tubes ne doivent jamais être courbées.

L'espacement entre les étriers à tube ne doit pas être inférieur à celui précisé dans le code de plomberie. Il faut ajuster les étriers avec soin de façon à maintenir des pentes régulières. Lorsque des tubes sont suspendus à partir de points pouvant présenter des mouvements différentiels, il faut effectuer un ajustement additionnel pour tenir compte de ce facteur.

2.E.3 Types de tuyaux

Le choix réel des matériaux, des accessoires et des composantes est fonction des codes de plomberie locaux. Dans le choix des matériaux pour tuyaux, il faut tenir compte:

- des températures limites auxquelles la tuyauterie sera exposée (les effets produits toucheront surtout les soudures et les tuyaux en plastique);

- de la fragilité des tuyaux à l'extérieur;

- du type de fluide utilisé (certains fluides réagissent chimiquement avec certains types de tuyaux).

Tuyaux en cuivre

Il existe trois types fondamentaux de tuyaux de cuivre utilisés en plomberie domestique:

Type M - tuyaux en cuivre les plus légers qui sont actuellement acceptables pour les systèmes solaires; conditions de plomberie domestique courantes.

Type L - tuyaux à paroi plus épaisse que les tuyaux de type M; aussi utilisés couramment pour l'eau en plomberie domestique;

Type K - tuyaux à paroi épaisse pour applications à pression élevée; les tuyaux souterrains doivent être de type K.

Etant donné que les pressions dans la plupart des types de systèmes de chauffage solaire sont faibles, on tente actuellement de convaincre les autorités chargées de l'inspection de considérer comme acceptable l'utilisation de tuyaux en cuivre à paroi très mince. On suggère des tuyaux de type DWV conçus pour les services d'évacuation de l'eau. Si ce

type de tuyau se révèle acceptable, le coût global de la tuyauterie pourra être réduit quelque peu.

L'utilisation de tuyaux en cuivre flexibles n'est pas recommandée parce qu'il est difficile de leur donner une pente adéquate et que les installations comprenant des tuyaux de ce genre ont habituellement une mauvaise apparence.

Les tuyaux en cuivre dur de types M, L et K sont acceptables dans la plupart des juridictions pour les systèmes à eau chaude. Les tuyaux de type K, dont la paroi est plus épaisse, sont recommandés pour les systèmes de chauffage solaire lorsque la tuyauterie risque de subir des dommages physiques, par exemple dans les batteries de capteurs montés au sol.

Tuyaux filetés galvanisés

Les tuyaux filetés galvanisés peuvent être utilisés avec l'eau chaude domestique ou industrielle. On doit utiliser du ruban en téflon pour tous les raccords de tuyaux. Il faut assurer la protection contre la corrosion (joints) aux raccords avec des tuyaux en cuivre ou autres. L'eau finira

par provoquer la corrosion des tuyaux galvanisés. Il ne faut pas utiliser des tuyaux galvanisés avec des solutions de glycol.

Tuyaux en acier noirs

On utilise des tuyaux en acier noirs dans les circuits contenant du glycol. Lorsqu'il faut de grandes longueurs de tuyaux, les tuyaux noirs sont meilleur marché que les tuyaux en cuivre. Il faut utiliser du ruban en téflon aux raccords de tuyaux et assurer la protection contre la corrosion aux points de raccordement de métaux différents.

Tuyaux en acier inoxydable

On utilise des tuyaux en acier inoxydable avec les fluides corrosifs ou lorsque les conditions imposent des précautions spéciales pour prévenir la contamination.

Tuyaux flexibles en fibre de verre époxide

On utilise des tuyaux flexibles en fibre de verre époxide sous les routes, là où d'autres tuyaux risqueraient de se briser.

Tuyaux en plastique

Dans certains cas, l'utilisation de tuyaux en plastique est restreinte en raison des règlements d'incendie locaux qui interdisent l'utilisation de matières plastiques dans les immeubles commerciaux ou industriels. Il existe deux types de tuyaux en plastique acceptables, lorsque les règlements le permettent: les tuyaux en PVC-C et les tuyaux en polybutylène.

Les tuyaux en PVC-C sont réunis par soudage au solvant, filetage ou raccordement mécanique. Lorsque des tuyaux en PVC-C sont utilisés dans des systèmes solaires, seuls les joints soudés au solvant sont recommandés. On ne peut utiliser que du ciment et du solvant de nettoyage spéciaux pour PVC-C. Il est à remarquer que les solvants et ciments utilisés avec l'ABS et le PVC ne conviennent pas pour les tuyaux en PVC-C. Les joints réalisés avec des solvants et ciments inadéquats risquent de fuir ou de se briser complètement. Les tuyaux en PVC-C fléchissent de façon appréciable aux environs de 70°C, et il faut qu'ils soient supportés à chaque mètre lorsqu'ils sont placés horizontalement.

Lorsque des tuyaux en polybutylène (PB) sont utilisés à proximité de tuyaux en cuivre, il faut s'assurer que la pâte à souder n'est pas mise en contact avec les tuyaux en plastique car elle provoque une forte détérioration des raccords à compression en plastique. Les tuyaux en PB ont aussi un rayon de courbure minimal et il faut faire attention au moment de leur installation afin de prévenir le fléchissement.

Les tuyaux en polybutylène peuvent être joints par des raccords à compression avec garniture ou par des méthodes à chaleur de fusion. Lorsque des tuyaux en PB sont utilisés dans des systèmes solaires, seuls les raccords à compression sont recommandés. Certains fabricants d'équipement solaire offrent des tuyaux en PB pré-isolés pour installations solaires. Les tuyaux en PB commencent à fléchir vers 92^{o}C.

2.E.4 Interconnexion de capteurs

Dans le domaine des systèmes de chauffage solaire à liquide, un certain nombre de perfectionnements ont été réalisés. On a mis au point des capteurs avec un collecteur unique, tant sous forme de capteurs plans que de capteurs à tube

sous-vide, ce qui a permis de simplifier considérablement l'installation de batteries de capteurs solaires.

Les interconnexions de capteurs ont posé de nombreux problèmes et aucun type d'interconnexion n'est parfait. Les interconnexions peuvent être classées comme étant à expansion ou sans expansion et rigides ou flexibles.

Les divers fabricants précisent le nombre maximal de capteurs qui peuvent être reliés en série sans qu'un dispositif d'expansion soit requis.

Les interconnexions de capteurs doivent pouvoir:

- supporter l'expansion et la contraction entre les capteurs tout en réduisant les contraintes dans les raccordements,

- être à l'épreuve des fuites aux points de raccordement avec les capteurs,

- être à l'épreuve de la corrosion galvanique.

Les matériaux utilisés pour les interconnexions des capteurs doivent:

- être durables

- résister aux intempéries et aux rayons solaires

- être compatibles avec le fluide caloporteur.

Raccordements de tuyaux en cuivre

Etant donné les températures élevées à proximité des capteurs, on devrait effectuer des soudures étain/antimoine suivant un rapport 95/5.

Lorsque plus de six ou sept capteurs, ou plus que le nombre de capteurs précisé par le fabricant, sont installés ensemble, il faut prendre certaines mesures pour l'expansion thermique. En respectant cette limite, on évite que des contraintes trop élevées soient imposées aux joints et aux matériaux d'étanchéité en raison de l'expansion et de la contraction.

Les inconvénients majeurs de ce type de connexion sont les exigences en matière d'alignement précis et la difficulté d'enlever ultérieurement un seul capteur pour fins de réparation.

Connexions de tuyaux

Certaines connexions de tuyaux non métalliques sont réalisées à l'aide:

- d'EPDM

- de VITON (fluoroélastomère)

- de SILICONE

Un type de connexion préférable dans le cas de collecteurs internes est réalisé au moyen d'un tuyau de silicone maintenu en place avec du calfeutrage à silicone et des colliers à engrenage en acier inoxydable. Il est préférable d'utiliser des colliers sur les tuyaux qui ont des bagues. Ce type de connexion peut être facilement endommagé s'il n'est pas serré correctement et il faut souvent le resserer à plusieurs reprises avant d'obtenir une étanchéité parfaite.

Joints Victaulic

Ces joints sont utilisés pour connecter des collecteurs internes; ils comprennent des garnitures d'EPDM et peuvent

être utilisés jusqu'à une température de 170°C (Victaulic 77). On utilise souvent des soufflets d'expansion avec les joints Victaulic. Ce type de raccordement nécessite un alignement précis des collecteurs mais permet de remplacer facilement les capteurs. Une interconnexion de ce type est difficile à isoler.

2.E.5 Pénétrations dans l'enveloppe d'un immeuble

Les tuyaux d'un système solaire peuvent pénétrer un immeuble en des points très variés. Les pénétrations dans le toit sont très courantes, et les pénétrations à travers le mur peuvent être faites au-dessus ou au-dessous du niveau du sol.

Tous les points de pénétration doivent être bloqués de façon étanche et durable. Il est important que les tuyaux soient maintenus fermement aux points de pénétration et que l'espace qui les entoure soit rendu bien étanche.

Lorsqu'on effectue une pénétration dans un toit en bardeaux, il faut utiliser des brides ou des gaines d'étanchéité en caoutchouc ou en aluminium, tel que montré à la figure 2.E.5.1. La bride est rendue étanche autour du tuyau à l'aide d'un collier en néoprène. L'isolant du tuyau s'arrête au collier

de la bride et ne pénètre pas dans le toit. De cette façon, l'eau ne peut pas pénétrer dans l'immeuble en s'infiltrant sous l'isolant. Au niveau du toit, la bride est placée de telle façon que sa partie la plus haute soit au-dessous et sa partie la plus basse au-dessus des bardeaux.

Lorsqu'on effectue des pénétrations dans un toit plat, on peut rendre les tuyaux étanches à l'intérieur d'un manchon d'étanchéité, tel que montré à la Figure 2.E.5.2. Le tuyau est rendu étanche à l'intérieur du manchon à l'aide d'un composé d'étanchéité et de calfeutrage. L'extérieur du manchon est rendu étanche par rapport au toit à l'aide d'une membrane bitumineuse et de solins.

Les pénétrations à travers un mur doivent maintenir la pente horizontale minimale des tuyaux. Il faut percer un trou distinct dépassant de quelques mm la dimension du tuyau pour chaque pénétration. Les tuyaux sont rendus étanches par rapport au mur à l'aide de calfeutrage, comme le montre la Figure 2.E.5.3.

Les tuyaux souterrains, étant donné qu'ils doivent être protégés contre les effets du tassement du sol à proximité du mur, devraient être insérés dans un tuyau en acier qui

traverse aussi le mur et est prolongé de quelques pieds de l'autre côté. L'étanchéité est assurée à l'aide de calfeutrage.

2.E.6 Tuyaux souterrains

Les tuyaux souterrains coûtent cher et il est impossible d'en faire une inspection régulière. Il faut donc éviter ce type d'installation sauf lorsque les circonstances ne permettent pas de faire autrement.

Lorsqu'on utilise des tuyaux souterrains en cuivre, ils doivent être du type K. Les tuyaux doivent être enfouis au-dessous de la ligne de gel et être bien assis de façon que les roches et autres objets ne les perforent pas et ne perforent pas non plus l'isolant, et qu'il n'y ait pas de tassement.

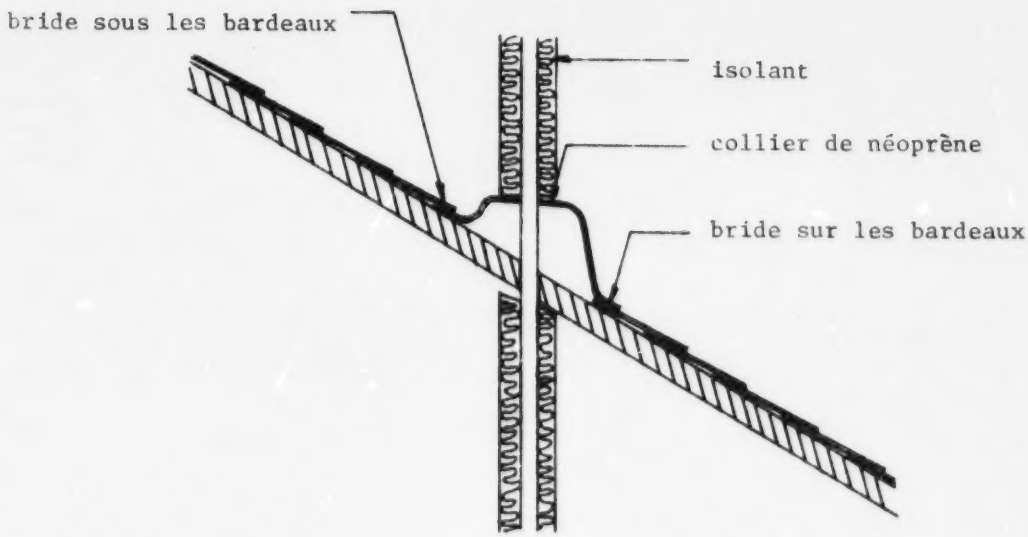


Figure 2.E.5.1
Pénétration d'un tuyau dans le toit

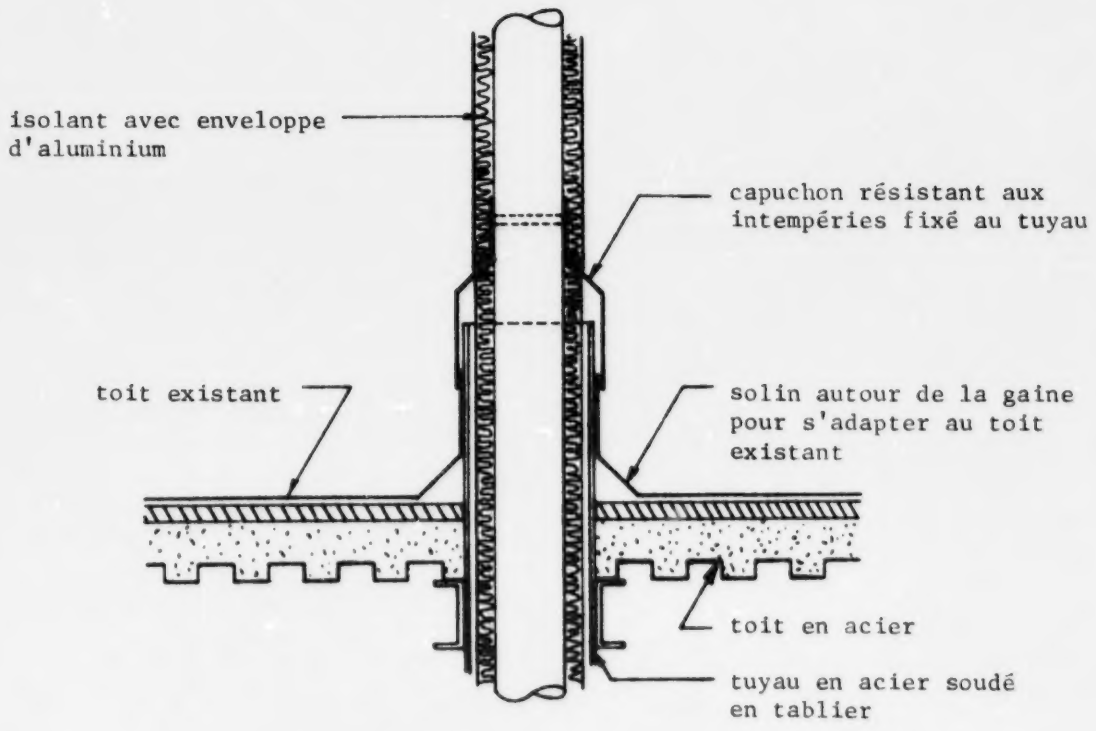


Figure 2.E.5.2

Pénétration d'un tuyau dans le toit

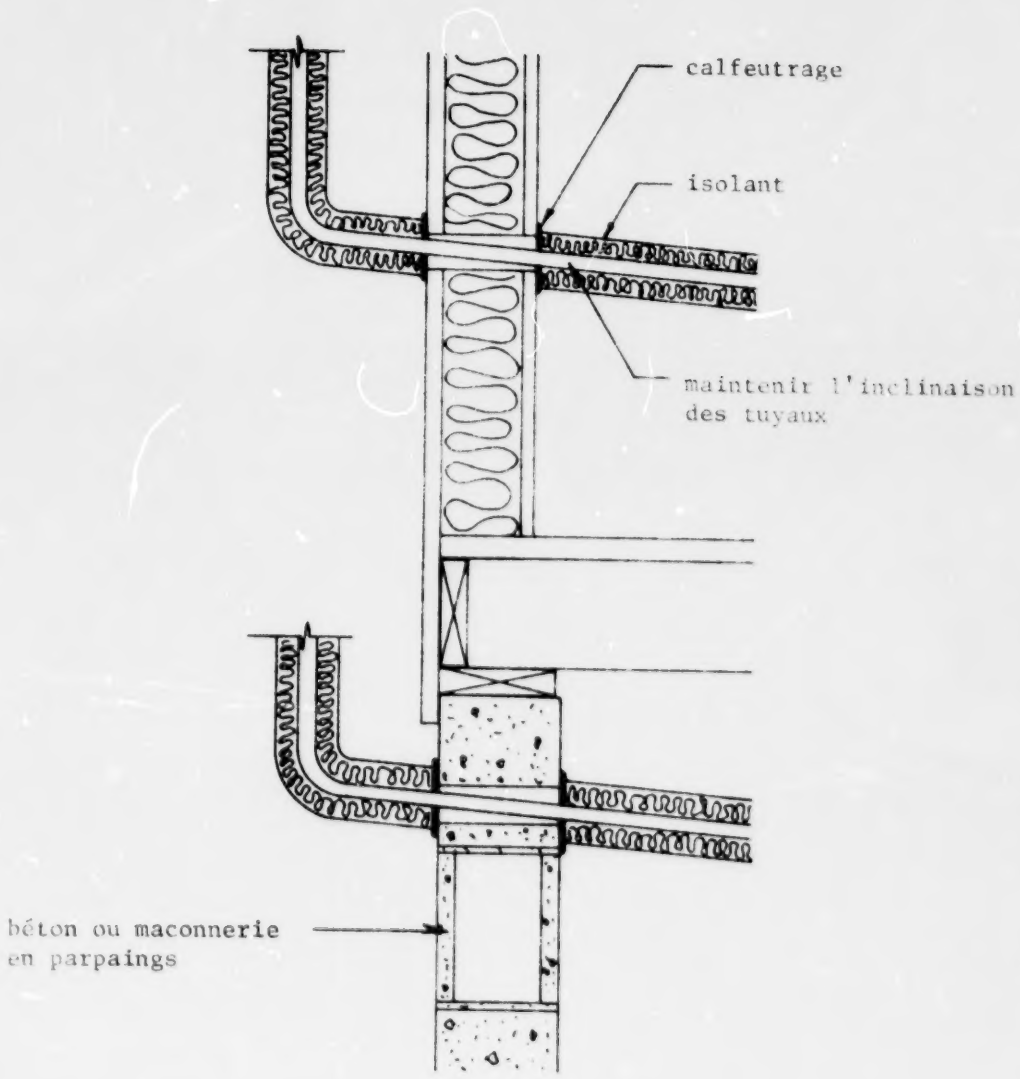


Figure 2.E.5.3

Pénétration d'un tuyau dans un mur

Le niveau d'isolation minimale recommandé est un facteur RSI de 1 (R-6). Il est important que l'isolant reste sec. L'isolant doit comprendre le moins de joints possible.

Lorsqu'ils passent à travers une fondation ou au-dessous de celle-ci, les tuyaux devraient être enveloppés dans des manchons en fer remplis de matériau d'étanchéité.

2.E.7 Besoins d'isolation

L'isolation des systèmes de chauffage solaire est un aspect extrêmement important de l'installation. Lorsqu'on ne prend pas suffisamment de soins pour l'isolation des tuyaux et des composantes d'un système de chauffage solaire, on perd un grand nombre des avantages que donnerait un système solaire bien conçu et bien installé.

L'isolation joue aussi un rôle important sur l'aspect d'un système de chauffage solaire: selon le soin apporté à l'isolation, un système aura une apparence acceptable ou sera une horreur. Pour obtenir une installation d'apparence acceptable, il faut choisir et poser l'isolant avec soin, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur.

Lorsqu'on isole un système solaire, il faut accorder beaucoup d'importance au réservoir de stockage. La perte de chaleur globale d'un réservoir mal isolé peut être très importante. Les méthodes d'isolation, courantes dans l'industrie de la construction mécanique, sont généralement acceptables dans le domaine qui nous intéresse.

Choix des matériaux isolants

Il faut tenir compte de deux aspects principaux dans le choix des matériaux isolants pour les applications solaires:

- niveaux d'isolation adéquats

- conditions auxquelles l'isolant sera soumis.

Niveaux d'isolation

Le choix des niveaux d'isolation appropriés pour les diverses composantes d'un système de chauffage solaire doit être basé principalement sur une évaluation financière. Lorsque les niveaux d'isolation augmentent, il n'y a pas que le coût des matériaux isolants qui augmente; les coûts de l'enveloppe d'isolation, des étriers à tubes et de l'installation augmentent également. On devrait considérer comme minimum les niveaux d'isolation suivants:

- RSI-1,0 (R-6) pour les tuyaux extérieurs,

- RSI-0,5 (R-3) pour les tuyaux intérieurs.

Matériaux isolants

Dans le choix des matériaux isolants, particulièrement pour utilisation à l'intérieur, il faut tenir compte des exigences des codes concernant l'inflammabilité, la propagation de flamme et la production de fumée.

De nombreux matériaux peuvent être utilisés pour isoler les tuyaux des systèmes de chauffage solaire. Les plus courants sont:

- fibre de verre,

- uréthane ou mousse d'isocyanurate,

- élastomère,

- polyéthylène.

Dans le choix des matériaux isolants, les conditions auxquelles ceux-ci seront exposés constituent un critère majeur.

La fibre de verre peut facilement absorber l'humidité. Il faut par conséquent qu'elle soit enveloppée de façon très étanche lorsqu'elle est utilisée à l'extérieur. Elle est volumineuse comparativement aux autres matériaux isolants. On ne devrait pas l'utiliser pour la partie extérieure d'un système solaire.

L'uréthane et l'isocyanurate n'absorbent pas l'humidité et sont moins volumineux que la fibre de verre, mais ils coûtent relativement cher. Ces matériaux sont les meilleurs isolants pour utilisation à l'extérieur. La plupart des fabricants offrent des coins prémoulés et des sections en T.

L'isolant élastomérique a une résistance thermique relativement élevée pour son épaisseur et il n'absorbe pas l'eau. Cependant,

les rayons ultraviolets peuvent provoquer sa détérioration. Il existe des peintures protectrices, mais il faut les appliquer fréquemment et dans de nombreux cas, elles ne se sont pas révélées efficaces. On peut appliquer ce type d'isolant en le passant sur les tuyaux avant de les souder. Il suffit de l'écarter des joints qui sont chauffés. L'isolant élastomérique a tendance à se contracter avec le temps; il faut par conséquent le comprimer d'au moins 5% lorsqu'on le pose.

Les isolants en polyéthylène sont insensibles aux rayons ultraviolets; ils n'absorbent pas l'humidité et sont relativement bon marché. Toutefois, ils ne sont pas conçus pour être utilisés au-dessus de 100°C. Il ne faut donc pas les placer à proximité des capteurs qui peuvent être en état de stagnation.

Il est avantageux, tant pour l'aspect coûts que l'aspect durabilité, d'envisager l'utilisation de différents types d'isolants pour les applications intérieures et extérieures.

Résistance aux intempéries et protection

La protection de l'isolant contre la détérioration comprend plusieurs facettes:

- protection contre l'absorption d'eau,

- protection contre les rayons ultraviolets,

- protection contre les dommages physiques.

Comme on l'a déjà mentionné, certains matériaux risquent de présenter l'un ou l'autre des deux premiers problèmes mais, en général, tous les matériaux risquent de présenter le troisième.

Lorsqu'on utilise, à l'extérieur, de l'isolant qui peut absorber l'humidité, il faut l'envelopper avec énormément de soin pour qu'il ait une quelconque valeur à long terme. Il faut observer les règles suivantes:

- Tous les joints doivent être dirigés vers le bas.

- Tous les dispositifs exposés doivent être dirigés vers le bas, à l'exception de ceux qui doivent être placés autrement pour bien fonctionner, par exemple les purgeurs d'air automatiques.

- Tous les joints de l'enveloppe doivent être bouchés avec un matériau d'étanchéité ou du ruban approuvé à cet effet, ou les deux. Il est préférable d'utiliser le ruban offert

par le fabricant de l'enveloppe. Les rubans pour conduits et les rubans chatterton ne sont pas acceptables.

- L'extrémité de l'isolant au point de raccordement avec les capteurs doit être rendue complètement étanche par rapport à l'enveloppe de l'isolant et au tuyau lui-même. Les matériaux d'étanchéité utilisés à cette fin doivent pouvoir supporter les températures extrêmes de stagnation éventuelle.

Pour ces raisons, on ne devrait pas choisir pour des applications extérieures un isolant qui absorbe l'humidité, par exemple la fibre de verre. L'uréthane et l'isocyanurate se sont révélés les meilleurs isolants pour les applications extérieures car ils absorbent peu l'humidité.

La plupart des matériaux isolants sont acceptables pour les applications intérieures, le principal critère d'utilisation étant le même pour tous les types: état complet et propreté. Il faut cependant tenir compte des caractéristiques de résistance au feu des isolants, par exemple dans le cas des isolants de type élastomérique.

Il faut s'assurer que tous les tuyaux d'eau chaude sont isolés, y compris les tuyaux entre le réservoir de stockage solaire et le réservoir de stockage auxiliaire. Toutes les soupapes et

tous les points d'essai se trouvant sur ces tuyaux doivent aussi être isolés.

Lorsqu'on n'utilise pas de coudes préformés ni de sections en T, il faut assembler en onglet tous les joints à angle dans le matériau isolant. Couvrir tous les joints d'un ruban de la même couleur que l'enveloppe d'isolation et ne jamais utiliser de ruban chatterton ou de papier-cache à cette fin. Les fabricants offrent des rubans convenant à la plupart des types d'enveloppe. On peut demander des conseils au fabricant.

Sécurité en matière d'isolation

L'objectif premier de l'isolation des tuyaux est de réduire la perte de chaleur et par conséquent d'accroître l'efficacité du système solaire. Un autre objectif très important est d'assurer la protection contre les brûlures.

Il ne faut pas oublier que les systèmes de chauffage solaire peuvent produire de l'eau très chaude. De l'eau ou un autre fluide à une température très élevée circule, à l'occasion, dans le circuit entre le réservoir de stockage solaire et les capteurs. Selon l'agencement de la plomberie du système, de l'eau très chaude peut circuler du réservoir de stockage au robinet de réduction de la température, où elle est mélangée avec de l'eau froide.

Tous les tuyaux dont la température peut devenir très élevée doivent être isolés complètement. Les robinets et autres accessoires qui traversent l'isolant dans ces parties de la tuyauterie doivent aussi être couverts lorsqu'ils sont dans des zones où ils peuvent être touchés accidentellement.

2.E.8 Pompes

Les pompes destinées aux systèmes à vidange temporaire doivent avoir une assez grande capacité pour remplir efficacement le système et produire une circulation complète. Lorsque la pompe extrait le fluide d'un réservoir qui n'est pas sous pression, il faut tenir compte des exigneces concernant la hauteur d'aspiration de la pompe.

Les pompes utilisées pour faire circuler de l'eau potable ou de l'eau non traitée doivent être en bronze ou en acier inoxydable. Avec du glycol, il faut utiliser une pompe dont les dispositifs d'étanchéité et les joints sont faits de matériaux appropriés.

2.F MÉTHODES ET COMPROMIS TECHNIQUES CONCERNANT LES SYSTÈMES DE COMMANDE

Les commandes d'un système de chauffage solaire servent à régler les débits dans les divers circuits de façon à optimiser

l'efficacité. Une deuxième fonction tout aussi importante des commandes est d'assurer la protection des diverses composantes du système contre les effets nuisibles des températures extrêmes.

La logique de commande devrait être conçue pour exécuter ces fonctions de la façon la plus simple possible. Généralement, plus les commandes sont simples, plus grande est la possibilité qu'elles continuent de fonctionner adéquatement et qu'elles puissent être entretenues sur place.

L'aspect de sécurité intégrée des systèmes de commande est extrêmement important. Une fois qu'on a conçu un système de commande, il faut l'analyser soigneusement pour s'assurer qu'à la suite de défaillances de composantes simples un système à vidange temporaire ou à vidange permanente ne reste pas rempli de liquide à des températures inférieures au point de congélation. Dans le cas des systèmes à glycol, il faut s'assurer que le glycol à une température inférieure au point de congélation ne continue pas de circuler dans un échangeur thermique.

Après avoir vérifié l'aspect sécurité intégrée, il faut examiner le système pour s'assurer qu'en cas de défaillance du système de commande principal, le dispositif auxiliaire à sécurité intégrée ne continuera pas simplement à faire fonctionner le

système jusqu'à ce que le système de commande auxiliaire tombe aussi en panne, sans donner l'avertissement requis.

Fonctionnement des régulateurs différentiels et options offertes

Le concept des systèmes de commande pour systèmes de chauffage solaire a peu changé par rapport à celui des systèmes de commande mis au point pour les premières applications. La plupart des systèmes de chauffage solaire sont commandés par un thermorégulateur différentiel, dont le fonctionnement est basé sur la différence de température entre les capteurs solaires et l'unité de stockage. On a toutefois réalisé de grands progrès au plan de la fiabilité et de la maintenabilité des systèmes de commande.

Nombre de systèmes de commande maintenant offerts comprennent des ensembles pour diagnostics et certains comprennent des systèmes d'acquisition de données qui enregistrent automatiquement les températures critiques, les débits et les quantités d'énergie.

Bien que les plus perfectionnés de ces régulateurs conviennent seulement, en raison de leur coût, aux systèmes de chauffage solaire faits sur mesure, les régulateurs offerts pour les petits systèmes de chauffage solaire pré-fabriqués sont nettement supérieurs aux anciens modèles. On utilise actuellement

des détecteurs plus fiables, ce qui réduit les risques de défaillance des systèmes de commande, et d'autres dispositifs assurant par exemple la protection contre le gel et la protection contre les températures trop élevées sont disponibles.

Les régulateurs peuvent parfois être défectueux, mal situés, mal installés ou mal réglés. De telles conditions nuisent au bon fonctionnement du système solaire complet. Il est donc important de vérifier les régulateurs avant et pendant la mise en service des systèmes solaires.

L'expérience a démontré que les problèmes associés aux systèmes de commande sont l'une des principales causes du mauvais fonctionnement et du faible rendement du système solaire. Il vaut la peine d'accorder une plus grande auttention au choix, à l'installation, au montage, à la vérification et à l'entretien des systèmes de commande.

Le régulateur différentiel de base par tout ou rien comprend deux détecteurs de température. Le régulateur met le système en marche lorsque la différence entre la température des capteurs et la température de l'unité de stockage dépasse une valeur prédéterminée et il arrête le système lorsque cette différence de température devient inférieure à une valeur prédéterminée.

Le régulateur différentiel à débit proportionnel fonctionne sur le même principe de base, sauf qu'il peut faire varier la vitesse de la pompe. Cette action règle le débit de fluide dans les capteurs en fonction du rayonnement solaire disponible.

Le cycle de mise en marche et d'arrêt de la pompe est alors plus lent et l'efficacité de captage est accrue.

Le régulateur différentiel avec dispositifs de protection fonctionne comme le contrôleur différentiel à débit proportionnel par tout ou rien, mais il comprend en plus des détecteurs qui protègent le système contre le gel ou le surchauffage.

Certains régulateurs agissent comme des systèmes d'acquisition de données qui enregistrent d'autres informations servant à analyser le fonctionnement du système.

La fonction de commande d'un régulateur différentiel est réalisée suivant la séquence de base suivante:

1. La pompe est mise en marche lorsque la température des capteurs dépasse celle du réservoir de stockage par un nombre de degrés prédéterminé, habituellement 10 °C.

2. La pompe est arrêtée lorsque la différence entre la température des capteurs et celle de l'unité de stockage diminue jusqu'à une autre valeur prédéterminée, habituellement de 1 à 3 °C.

3. La plupart des régulateurs comprennent un "dispositif à sécurité intégrée" qui commande l'arrêt des pompes lorsqu'un fil de détecteur se brise. Si un système tombait en panne en condition "marche", il y aurait gaspillage d'énergie et éventuellement gel du système.

Les régulateurs peuvent comprendre en option:

1. un détecteur de protection contre le surchauffage placé dans le réservoir de stockage, qui commande l'arrêt des pompes lorsque la température du réservoir dépasse une valeur prédéterminée, de l'ordre de 70 °C, et

2. des détecteurs de protection contre le gel qui commandent l'arrêt de la pompe lorsque la température dans les conduits de retour descend au-dessus de 5 °C environ. Cette option prévient le gel des systèmes à vidange temporaire et, dans les systèmes à glycol, prévient le gel de l'eau dans le circuit de l'échangeur thermique.

Les pompes reliées à un circuit de circulation secondaire dans lequel de l'eau domestique ou sanitaire est chauffée en passant dans un échangeur thermique externe sont habituellement commandées par le même système de commande que les pompes des capteurs. Les pompes des capteurs et du circuit secondaire sont donc mises en marche ou arrêtées ensemble.

Les systèmes de commande doivent permettre un fonctionnement global simple et nécessitant peu d'interventions manuelles. Pour que les systèmes de commande puissent faire fonctionner les systèmes solaires de façon efficace, il faut que l'équipement mécanique ait été bien conçu et dimensionné.

2.G EXIGENCES RELATIVES À LA MISE EN SERVICE

On peut considérer que les exigences relatives à la mise en service portent sur deux aspects: le démarrage et la mise en service.

Le démarrage comprend une série d'essais et d'inspctions effectués par les installateurs du système, auxquels assiste un représentant du propriétaire du système. Ces essais et inspections sont effectués au cours de la construction et immédiatement après que celle-ci est terminée afin d'assurer que le système et ses composantes sont bien installés, qu'ils peuvent fonctionner à des niveaux donnés et qu'ils peuvent être mis en service.

La mise en service comprend un certain nombre d'essais discontinus. L'exécution et la réussite de ces essais nous assurent que le système installé est conforme aux spécifications de conception.

De nombreux systèmes de chauffage solaire basés sur des conceptions relativement solides n'ont jamais donné le rendement prévu. Dans de nombreux cas, le problème était dû à des lacunes au niveau de la mise en service du système au départ. La mise en service d'un système de chauffage solaire

est l'une des étapes les plus mal comprises et très souvent négligées dans toute l'industrie de la conception et de la construction de systèmes solaires. Récemment, on a commencé à reconnaître ce problème et on consacre maintenant beaucoup plus d'efforts pour s'assurer qu'un système de chauffage solaire fonctionne réellement comme prévu avant de le considérer comme achevé.

Une bonne mise en service d'un système de chauffage solaire n'assure pas seulement que le système fonctionne comme prévu lorsqu'il est achevé; elle permet également d'établir des repères auxquels les paramètres du système peuvent être comparés sur une longue période et ainsi d'assurer un bon fonctionnement du système.

Les activités de démarrage comprennent la série d'inspections et d'essais suivants:

1. Inspections de l'endroit

Les éléments suivants sont inspectés:

- capteurs,

- tuyauterie,

- isolant,

- unité de stockage thermique,

- circuits électriques.

Le but de ces inspections est d'assurer que tous les éléments:

- sont conformes aux spécifications des plans,

- sont conformes aux fiches techniques des fabricants,

- sont bien installés,

- peuvent fonctionner au niveau précisé,

- pourront ultérieurement être mis en service.

2. Vérification des propriétés du glycol

Cette vérification a pour but d'assurer que le fluide caloporteur:

- est du bon type et

- est adéquatement protégé contre le gel.

On effectue des essais pour déterminer l'alcalinité du glycol, le rapport des concentrations et le pH.

3. Essai du régulateur différentiel

Les trois essais suivants sont effectués afin de vérifier si le régulateur différentiel fonctionne bien:

- essai de fonctionnement à sécurité intégrée,

- réglage différentiel et

- essai de vidange temporaire (réalisé sur les systèmes dont la protection contre le gel est assurée par vidange temporaire).

4. Essais du moteur et de la pompe

Ces essais ont pour but de vérifier si la pompe est bien installée, si son arbre tourne dans le bon sens et si elle fonctionne conformément aux spécifications du fabricant.

5. Essai d'étanchéité

On effectue un essai de pression du système pour vérifier s'il y a des fuites. Il faut réparer les fuites et effectuer

l'essai de nouveau. Le système peut être mis à l'essai par sections à mesure que l'installation avance, mais lorsque possible il est préférable de faire un essai de pression final du système achevé.

6. Inspection visuelle finale

Pendant cette inspection finale, on vérifie le système pour s'assurer qu'on peut faire le démarrage sans danger. On effectue des vérifications pour s'assurer que le système est rempli de liquide (circuit fermé), que le fluide circule et que les soupapes à commande manuelle s'ouvrent de la façon prévue. On vérifie s'il y a fuite de vapeurs dans les capteurs, car ce phénomène influe sur le rendement du système.

7. Équilibrage de l'écoulement dans le circuit des capteurs

Cette opération comprend:

- la mesure du débit dans le circuit des capteurs,

- la mesure et l'équilibrage des débits dans un groupe, effectués directement ou basés sur la température, et

- l'ajustement des débits finals.

Les activités de mise en service comprennent les essais suivants:

1. Vérification de l'équilibre d'écoulement

On vérifie l'écoulement et le sens d'écoulement dans le circuit des capteurs. On mesure la puissance en chevaux vapeur de la pompe et la différence de pression. En se basant sur les valeurs obtenues et la courbe du fabricant concernant la pompe, on vérifie le débit. Une fois le système en marche, on mesure l'élévation de température dans chaque groupe de capteurs et au besoin on ajuste les débits dans les groupes.

2. Réglage de débit final

Une fois le débit des capteurs équilibré, on effectue un ajustement final du débit global. Une étiquette scellée portant une date est placée sur le robinet d'étranglement du système.

3. Efficacité de l'échangeur thermique

On vérifie l'échangeur thermique pour s'assurer qu'il est conforme aux spécifications. On mesure les températures et débits du côté primaire et du côté secondaire de l'échangeur thermique, puis on calcule l'efficacité.

4. Essai de performance thermique préliminaire

Cet essai permet de vérifier le fonctionnement du système dans l'ensemble et de comparer les résultats avec le rendement précisé par les fabricants des capteurs.

Les données suivantes sont enregistrées:

- températures extérieures ambiantes,

- température de retour dans les capteurs,

- température d'alimentation dans les capteurs et

- débit total dans le circuit des capteurs.

L'insolation est habituellement estimée plutôt que mesurée. À partir de la valeur obtenue, de la masse volumique et de la chaleur spécifique du fluide caloporteur, on peut calculer:

- le gain thermique par unité de surface de capteur et

- l'efficacité (que l'on peut ensuite comparer à la valeur précisée par le fabricant).

2.H CONTRÔLE OPÉRATIONNEL

L'objectif principal du contrôle opérationnel est de détecter toute diminution dans le rendement du système solaire. On effectue ce contrôle en comparant régulièrement certains indicateurs, par exemple les températures, les pressions et les temps de fonctionnement de la pompe, avec les valeurs précisées lors de la conception et de la mise en service. Lorsque les valeurs de ces indicateurs s'écartent de la plage de valeurs prévues à la conception, on peut déduire que le système présente un problème opérationnel. Il est important d'identifier le plus tôt possible les problèmes opérationnels ou les pannes de système afin de réduire les dommages causés au système et d'obtenir le maximum d'énergie du système solaire. La détection rapide des problèmes permet aussi d'accroître la durée de vie du système et de maintenir les coûts de fonctionnement et d'entretien le plus bas possible.

Des vérifications des valeurs données par les instruments et des vérifications du fonctionnement ou de l'état des composantes sont effectuées sur une base:

quotidienne,

mensuelle,

semestrielle ou annuelle.

Les inspections quotidiennes comprennent des vérifications visuelles:

- des pressions du système,

- du fonctionnement de la pompe en fonction des conditions météorologiques et des modes de commande,

- des températures du système en fonction des modes de commande,

- de l'état des dispositifs d'alarme du système,

- de la présence de fuites ou de l'ouverture des soupapes de décharge.

Ces inspections indiquent s'il existe ou non un problème de fonctionnement immédiat.

Les vérifications mensuelles comprennent un examen plus détaillé des éléments qui sont vérifiés quotidiennement. L'enregistrement des informations permet d'établir un dossier historique du rendement du système.

Les vérifications semestrielles comprennent un examen détaillé du système. On répète alors un grand nombre des essais requis à l'étape de démarrage et de mise en service.

Les vérifications semestrielles comprennent notamment:

- vérifications de la qualité du fluide;

- vérifications du système de commande pour assurer:
  - la sécurité des supports de détecteur et
  - l'étalonnage des détecteurs;

- vérification de l'état des filtres et des crépines;

- vérification du fonctionnement des soupapes;

- vérification du niveau du fluide dans le bac d'expansion et

- essai d'efficacité de l'échangeur thermique.

Lors de la conception du système, il faut prévoir un ensemble d'instruments suffisant pour la réalisation des vérifications quotidiennes et mensuelles. Un ensemble type comprendrait:

- un manomètre pour chaque pompe permettant de mesurer de façon sélective la pression d'entrée et la pression de sortie,
- un compteur de temps de fonctionnement et un compteur d'événements placés sur la pompe des capteurs et
- des thermomètres mesurant les températures clés du système, notamment les températures d'alimentation et de retour des capteurs ainsi que la température de stockage.

Utilisation du système solaire

Une fois qu'on a conçu un système solaire, qu'on l'a fabriqué et mis en service, il faut en assurer l'entretien. On accorde maintenant beaucoup plus d'importance à la qualité d'une bonne documentation des systèmes et à la préparation des manuels d'utilisation.

Les manuels sont essentiels à une bonne utilisation de tout système mécanique. Ils doivent expliquer clairement le fonctionnement du système, contenir les listes de vérifications opérationnelles nécessaires et décrire de façon détaillée les méthodes de recherche de défaillances à appliquer en cas de défectuosité réelle ou supposée. Ces exigences sont en réalité les mêmes que pour tout autre système mécanique complexe, mais elles ont souvent été ignorées dans l'industrie solaire.

Autrefois, on laissait généralement au contractant qui fabriquait le système le soin de préparer les manuels. La participation de l'architecte-conseil à cette tâche était plus ou moins importante. Pour un grand nombre de systèmes solaires, les manuels d'utilisation sont simplement un ensemble de brochures relatives aux diverses composantes. Bien que les informations contenues dans ces brochures soient importantes, elles ne constituent qu'une faible partie d'un manuel d'utilisation.

Des améliorations importantes ont été apportées récemment aux manuels d'utilisation, surtout grâce aux efforts des divers organismes de financement. Par exemple, la documentation relative aux systèmes solaires qui sont maintenant fabriqués dans le cadre du programme fédéral d'AUES doit comprendre des manuels pour la mise en service, l'utilisation et la recherche de défaillances pour que leur financement soit approuvé.

RÉSUMÉ - Section 2

Pour donner aux conceptions un aspect pratique, il faut être familier avec les systèmes solaires. Autrement dit, il faut savoir profiter de l'expérience acquise dans la résolution des problèmes associés aux installations solaires. De cette façon, les méthodes éprouvées n'ont pas à être mises à l'essai de nouveau lorsqu'elles n'ont pas donné de bons résultats la première fois. Un programme de contrôle permet souvent d'obtenir des données réellement utiles ou précises concernant les systèmes solaires.

La liste de contrôle suivante permettra au concepteur d'obtenir certains éléments importants.

Mesure précise de la charge (instruments, consommation antérieure)

Choix du type de système

- convenant le mieux à la situation
- climat
- complexité
- fiabilité.

Type d'installation (mur, sol, toit)

Méthode d'installation (capteurs fixés directement au toit ou surélevés)

Considérations relatives aux capteurs surélevés

- valeurs théoriques (charges dues au vent et à la neige)
- réparation et renforcement du toit
- supports dispendieux s'appuyant sur les murs ou les colonnes
- conception de supports, pénétrations dans le toit

Exigences relatives à la pente des tuyaux

Choix des composantes

- échangeurs thermiques: dimension, type, coûts
- tuyauterie: quantité, dimension, catégories de coûts, raccords de tuyaux, pentes requises, liquides caloporteurs, expansion thermique, soupapes, dispositifs de sécurité et dispositifs de commande, étriers pour tuyaux, aspect esthétique
- matériaux isolants: épaisseur, résistance aux intempéries, caractéristiques de résistance au feu

Systèmes de commande

- protection offerte
- simplicité
- fiabilité

Mise en service

- exigences
- documents relatifs à la mise en service

Contrôle opérationnel

- éléments à considérer
- documents disponibles

ANNEXE A

Produit	Marque	Fournisseur
Isolants		
Fibre de verre	Micro-Lok 650	Johns-Manville
	Fiberglass ASJ	Fiberglass Canada
Uréthane ou mousse d'isocyanurate	Solar-7	Petro-Sun Inc. Montréal, Mississauga
Élastomériques	Armaflex	Armstrong
	Rubaflex	
Polyéthylène	Therma-cell	Nomaco Inc.
Enveloppes d'isolation		
Aluminium		General Aluminium Supply Corporation
Isogenepak, PVC		Isul-Coustics Montréal, Ottawa

Accessoires d'enveloppes d'isolation		
Bandes d'aluminium ou d'acier inoxydable		Insul-Coustics Montréal, Ottawa
Ruban de PVC		Insul-Coustics Petro-Sun Inc.
Raccordements d'expansion Soufflets d'expansion en acier inoxydable		Hydro Flex Inc. Hamilton
Tuyaux souples	EPDM silicone	
Joints Victaulic	Victaulic 75 77	Craine Canada Ltd.

Produit	Marque	Fournisseur
Fluides caloporteurs Ethylène ou propylène glycol		Dow Chemicals Union Carbide Corp.

Échangeurs thermiques

A tubes sous enveloppe		American Standard
A plaques		Alpha Laval
		Tranter Canada
A tubes		Darling Duo.

Régulateur différentiel

Paget	CM 100	Paget Electronic Ltd Carleton Place (Ont.)
Delta-T	DTT-400	Heliotrope General Spring Valley (Cal.)
Independant Energy	C-30	Independant Energy Inc. East Greenway (RI)
Solar Systems	DT-11H	Solarsystems Industries Ltd. Richmond (C.-B.)

Systèmes de support

en métal

Unistrut

GTE Unistrut

POOR

QUALITY

ORIGINAL